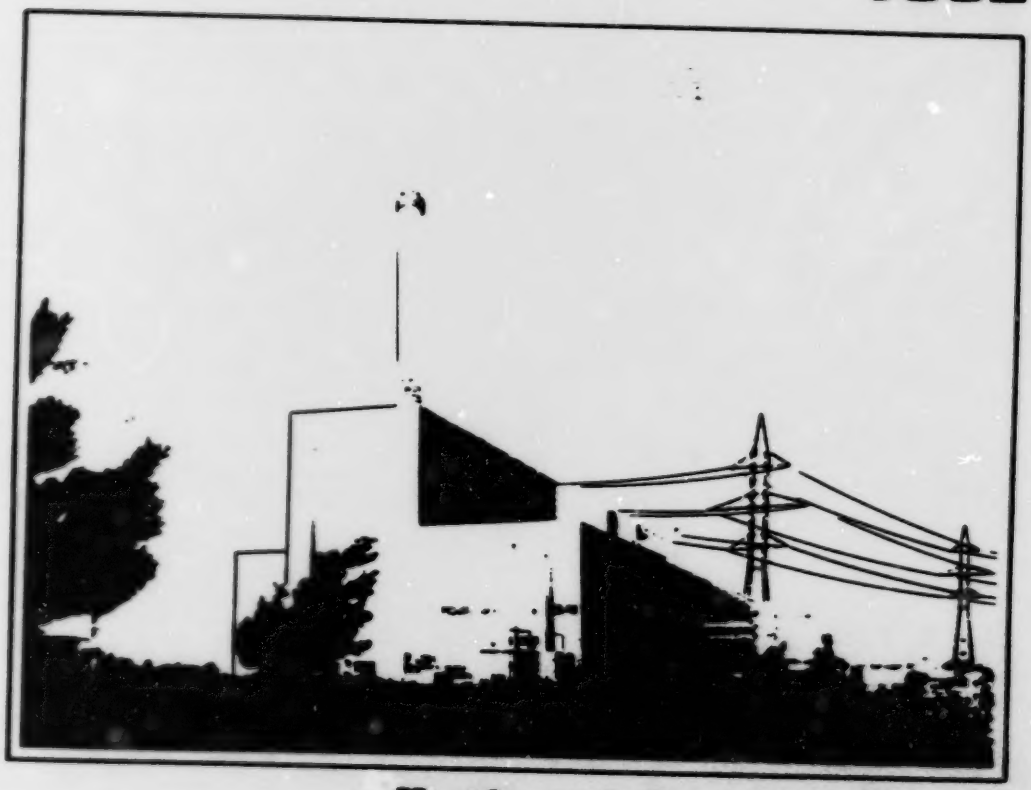
CANADIAN ELECTRIC UTILITIES

Analysis of Generation and Trends 1982



National Energy Board

April 1984

CANADIAN ELECTRIC UTILITIES

Analysis of
Generation and Trends
1982

National Energy Board
April 1984

© Minister of Supply and Services Canada 1984

Cat. No. NE1-2/82E
ISBN 0-662-13074-X
ISSN 0825-4206

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:

Secretariat
National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Canada
K1A 0E5
(613) 992-3972

Printed in Canada

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles auprès du:

Secrétariat
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Canada)
K1A 0E5
(613) 992-3972

Imprimé au Canada

CONTENTS

		Page
	Introduction	(i)
	Note on Metric Conversion	(ii)
1.	Canadian Utility Generation	1
2.	Utility Generation by Province and Territory	3
3.	Fuel Consumption by Province	4
4.	Actual Net Station Heat Rates	9
5.	Canadian and Provincial Trend Analysis 1978-1982	12
6.	Canadian Population, Gross National Product and Electricity Generation Trends 1961-1982	32
	References	36
	Tables	37

84- 3374 /

INTRODUCTION

This report is a continuation of a series of reports that have been published annually by the Board since 1971 (Ref. 1-2). While the information was originally compiled in this form for use by National Energy Board staff, it has been found to be of interest to those concerned with electric power matters in Canada.

It covers the generation of electric energy by Canadian electric utilities during the calendar year 1982, and gives Canadian totals with the provincial breakdown together with an analysis of fuel consumption and thermal generating plant heat rates. Historical trends for the period 1978 to 1982 inclusive are described.

The report also includes a summary of utility fueling costs by fuel type. These, it should be noted, include only accounting costs incurred for fuels as reported by electric utilities. In some cases, these do not reflect local market rates for such fuels.

The analysis presented in this report does not include the 37 452 GW.h (10.3 percent of the Canadian total) that were generated in 1982 by approximately 6 238 MW of installed capacity owned by industrial establishments (Ref. 5).

The report uses data submitted by the electric utilities to Statistics Canada (Ref. 3-6). The National Energy Board received the final 1982 data from Statistics Canada in February 1984. The data are compiled and consolidated by computer. Since the report deals with net station output into the electric utility grid system, excluding station service, negative generation figures occur occasionally where a plant has used more electricity than it produced.

NOTE ON METRIC CONVERSION

The following table provides some conversion factors and metric equivalents which are included to assist readers who may wish to convert information into Imperial Units.

Approximate Conversion Factor

S.I. Units		Imperial Units
1 cubic metre (m^3)	=	35.3 cubic feet
1 cubic metre (m^3)	=	6.3 barrels
1 litre (L)	=	0.22 gallons
1 kilogram (kg)	=	2.22 pounds
1 metric tonne	=	1.1023 short tons
1 gigajoule (GJ)	=	0.95 Million Btu

Metric Equivalents

1 megagram	=	1 metric tonne
1 kilolitre	=	1 cubic metre

Abbreviations

MW	=	Megawatts
GJ	=	Gigajoule
GW.h	=	Gigawatt hour
kJ	=	Kilojoule
kW.h	=	kilowatt hour

1. CANADIAN UTILITY GENERATION

The total Canadian utility installed capacity at the end of 1982 was 77 579 MW (Ref. 5); the energy generation in 1982 was 339 330 GW.h. Table 1.A shows the distribution of the installed capacity and energy production by fuel source.

Table 1.A
Canadian Generation by Primary Energy Source

Fuel Type	Capacity (% of Total)	Capacity (MW)	Energy (% of Total)	Energy (GW.h)
Fossil	34.6	26 849.1	22.7	77 126.7
Hydro	57.0	44 233.3	66.6	226 049.8
Uranium	8.4	6 496.4	10.7	36 153.5
Total	100.0	77 578.8	100.0	339 330.0

The installed capacity in each province at the end of 1982 and the energy generation in 1982 are summarized in Table 1.B below as a percentage of the Canadian total. Detailed information is given in Tables 1.1 to 1.3, part of the Tables section of this report.

Table 1.B
Installed Capacity and Generation by Province and Territory

Province/Territory	Capacity (% of Total)	Capacity (MW)	Energy (% of Total)	Energy (GW.h)
NFLD	8.6	6 642.0	12.9	43 877.8
PEI	0.2	118.2	0.0	34.5
NS	2.3	1 778.2	1.9	6 297.2
NB	4.2	3 236.6	2.3	7 809.4
QUE	25.0	19 427.3	24.4	82 665.3
ONT	32.0	24 839.6	31.4	106 519.0
MAN	5.3	4 110.7	6.1	20 721.4
SASK	2.9	2 244.0	2.8	9 446.7
ALTA	7.9	6 104.0	7.2	24 500.8
BC	11.4	8 828.4	10.3	36 672.7
YUKON	0.1	92.7	0.1	344.1
NWT	0.2	156.9	0.1	441.1
Total	100.0	77 578.8	100.0	339 330.0

Table 1.C, below, shows the distribution of the total Canadian fossil generating capacity and the energy production in 1982. Coal fired generating facilities are, by far, the most important sources of fossil fuel generated electricity in Canada. It should be noted, however, that this is not true in all regions. A few provinces and most isolated communities rely heavily on fuel oil for their electricity supply. Specific details are provided in Tables 1.4 to 1.6 in the Tables section of this report.

Table 1.C
Canadian Generation by Type of Fossil Fuelled Generating Units

Unit Type	Capacity (% of Total)	Energy (% of Total)
Steam: Oil	22.0	9.8
Coal	55.4	84.0
Gas	8.6	2.8
Multifuelled	5.2	1.6
Gas Turbine	6.9	0.8
Internal Combustion	1.9	1.0
Total (%)	100.0	100.0
Total	26 849.1 (MW)	77 126.7 (GW.h)

Various types of coal and oil are used for power generation. Table 1.D, below, shows that much of the energy generated from coal was from imported bituminous coal. This imported coal was used entirely in Ontario. Most of the energy generated from oil was from heavy fuel (residual) oil. Additional information is provided in Tables 1.7 and 1.8 in the Tables section of this report.

Table 1.D
Canadian Generation by Type of Coal and Oil

Coal-Fired		Oil-Fired	
Type of Coal	% of Total	Type of Oil	% of Total
Bituminous	15.6	Heavy	89.4
Sub-Bituminous	30.2	Light	3.7
Lignite	11.7	Diesel	6.9
Imported Bit.	42.5		
Total (%)	100.0	Total (%)	100.0
Total	66 031.0 (GW.h)	Total	8 031.8 (GW.h)

2. UTILITY GENERATION BY PROVINCE AND TERRITORY

Electrical utility generation by primary energy source for each province, and territory is summarized below in Table 2.A. More detailed 1982 data including utility reported costs, are shown in Tables 2.1 to 2.12 in the Tables section of this report.

In the provinces of Quebec, Manitoba and British Columbia, hydro generation supplied in excess of 97 percent of electricity requirements. While Newfoundland was statistically also in this category, most of the province's hydro-generation was sold to Quebec. Hydro generation also accounted for a significant portion of the energy supply in Ontario and the Territories. In Ontario, approximately one third of the energy generated was produced from nuclear sources. The balance of the energy generated in Canada was produced from fossil fuels.

Table 2.A
Generation by Primary Energy Source by Province/Territory, Percent of Total

Fuel Type	NFLD	PEI	NS	NB	QUE	ONT
Coal - Bit.	-	-	49.8	16.5	-	31.4
- Sub. Bit.	-	-	-	-	-	-
- Lignite	-	-	-	-	-	0.9
Oil - Heavy	2.5	99.0	34.1	47.0	-	0.2
- Light	0.1	-	0.2	0.2	.1	0.1
- Diesel	0.2	1.0	-	-	.1	-
Natural Gas	-	-	-	-	-	-
Uranium	-	-	-	3.3	-	33.7
Hydro	97.2	-	15.9	33.0	99.8	33.7
Total (%)	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Total (GW.h)	43 788.8	34.5	6 297.2	7 809.4	82 665.3	106 519.0

Fuel Type	MAN	SASK	ALTA	BC	YUK	NWT
Coal - Bit.	-	-	2.0	-	-	-
- Sub. Bit.	-	0.5	81.2	-	-	-
- Lignite	0.9	70.0	-	-	-	-
Oil - Heavy	-	-	-	-	-	4.7
- Light	-	0.2	-	-	-	-
- Diesel	0.2	0.1	0.1	0.3	20.9	38.0
Natural Gas	-	5.1	10.2	0.1	-	-
Uranium	-	-	-	-	-	-
Hydro	98.9	24.1	6.5	99.6	79.1	57.3
Total (%)	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Total (GW.h)	20 721.4	9 446.7	24 500.9	36 672.7	344.1	441.1

3. FUEL CONSUMPTION BY PROVINCE

Fuel used in 1982 for thermal generation by Canadian electric utilities included coal (subdivided into bituminous, sub-bituminous and lignite), oil (categorized by light, heavy and diesel), natural gas and uranium.

3.1 Coal

3.1.1 Bituminous Coal

Of the total 13.9 million tonnes of bituminous coal consumed in Canada in 1982, 11.6 million tonnes were used in Ontario. Of this, almost all was imported from the United States. With the exception of the use of waste metallurgical coal in Alberta, Canadian bituminous coal use was restricted to the provinces of Nova Scotia and New Brunswick. The 1982 average cost per tonne of bituminous coal was $61 or 22.3 mills ($0.0223) per kilowatt hour. Details are provided in Table 3.1 in the Tables section of this report.

Table 3.A
Bituminous Coal Consumption by Province

Province	% of Total
Nova Scotia	9.3
New Brunswick	3.9
Ontario	83.0
Alberta	3.8
Total (%)	100.0
Total (millions of tonnes)	13.9

3.1.2 Sub-Bituminous Coal

Sub-bituminous coal consumption by electric utilities as shown in Table 3.B below, was largely restricted to Alberta. The 1982 average cost to the utilities was $8.49 per tonne or 5.39 mills per kilowatt hour. Additional details are provided in Table 3.2 in the Tables section of this report.

Table 3.B
Sub-Bituminous Coal Consumption by Province

Province	% of Total
Saskatchewan	0.3
Alberta	99.7
Total (%)	100.0
Total (millions of tonnes)	12.7

3.1.3 Lignite

In 1982, Canadian consumption of lignite by electric utilities, as shown below in Table 3.C was mainly in Saskatchewan. Ontario continued to use relatively small amounts and Manitoba used lignite for emergency and peaking requirements. The 1982 average cost per tonne was $10.76 or 9.40 mills per kilowatt hour. Additional details are provided in Table 3.3 in the Tables section of this report.

Table 3.C
Lignite Coal Consumption by Province

Province	% of Total
Ontario	10.6
Manitoba	2.7
Saskatchewan	86.7
Total (%)	100.0
Total (millions of tonnes)	6.8

3.2 Oil

3.2.1 Light Oil

The reported consumption of light oil by Canadian utilities, by provinces, is shown in Table 3.D below. Light oil is primarily used in combustion turbines and also as a secondary fuel in coal and heavy fuel oil fired plants. The average cost of light oil in 1982 was $226.89 per kilolitre or 69.3 mills per kilowatt hour. Additional information is contained in Table 3.4 in the Tables section of this report.

Table 3.D
Light Oil Consumption by Province

Province	% of Total
Newfoundland	3.5
Nova Scotia	3.2
New Brunswick	6.1
Quebec	24.4
Ontario	55.8
Manitoba	0.3
Saskatchewan	6.5
Alberta	0.1
British Columbia	0.1
Total (%)	100.0
Total (thousands of kilolitres)	90.2

3.2.2 Heavy Oil

The provincial consumption of heavy fuel oil use by electric utilities in 1982 is shown in Table 3.E, below. New Brunswick continues to be the largest user of this fuel for electricity generation in Canada accounting for 51.8 percent of the total. In 1982, the average cost of heavy fuel oil to utilities was $150.20 per kilolitre or 38.7 mills per kilowatt hour. Additional details are contained in Table 3.5 in the Tables section of this report.

Table 3.E
Heavy Oil Consumption by Province/Territory

Province	% of Total
Newfoundland	15.9
Prince Edward Island	1.0
Nova Scotia	26.5
New Brunswick	51.8
Quebec	1.4
Ontario	3.0
Saskatchewan	0.1
Northwest Territories	0.3
Total (%)	100.0
Total (thousands of kilolitres)	1 852.3

3.2.3 Diesel Oil

As shown in Table 3.F, all the provinces and territories reported consumption of diesel oil in 1982. It is primarily used to fuel internal combustion generating plants in remote communities. The largest consumers were therefore provinces with a substantial number of isolated communities, Newfoundland, Quebec, British Columbia, Yukon and the Northwest Territories. These accounted for 86 percent of the total. The average cost to utilities for diesel fuel in 1982 was $321.99 per kilolitre or 111.5 mills per kilowatt hour. Additional details are presented in Table 3.6 in the Tables section of this report.

Table 3.F
Diesel Oil Consumption by Province/Territory

Province	% of Total
Newfoundland	20.2
Prince Edward Island	0.2
Nova Scotia	0.6
New Brunswick	0.1
Quebec	10.3
Ontario	0.1
Manitoba	8.4
Saskatchewan	1.9
Alberta	3.0
British Columbia	15.7
Yukon	11.8
Northwest Territories	27.7
Total (%)	100.0
Total (thousands of kilolitres)	191.9

3.3 Natural Gas

The percentage distribution of natural gas consumption by province in Table 3.G below shows that Alberta and Saskatchewan account for over 96 percent of the total. The 1982 average cost of natural gas to utilities was $84.36 per thousand cubic metres, or 30.2 mills per kilowatt hour. Details are provided in Table 3.7 in the Tables section of this report.

Table 3.G
Natural Gas Consumption by Province

Province	% of Total
Ontario	1.1
Manitoba	0.1
Saskatchewan	17.8
Alberta	78.6
British Columbia	2.4
Total (%)	100.0
Total (millions of cubic metres)	1 095.4

3.4 Uranium

Table 3.H below summarizes the use, by utilities, of uranium for the generation of electricity in 1982. The small amount shown for New Brunswick is due to the start up of the province's first nuclear reactor at Point Lepreau late in 1982. The average cost of uranium fuel in Canada was $163.02 per kilogram of contained uranium, or 2.87 mills per kilowatt hour. Additional details are provided in Table 3.8 of the Tables section of this report.

Table 3.H
Uranium Consumption by Province

Province	% of Total
New Brunswick	0.8
Ontario	99.2
Total (%)	100.0
Total (thousands of kilograms)	637.4

4. ACTUAL NET STATION HEAT RATES

The efficiency of thermal generating stations can be expressed in terms of their respective heat rates in kJ/kW.h. Net station heat rates are obtained by dividing the gross kilojoule input to a station by its net generation (net station generation is equal to the gross station generation less the station service load). For presentation purposes, the actual net station heat rates are plotted against unit size based on the nameplate rating of the largest unit in the respective plant. The curves are presented in Figures 4.1, 4.2 and 4.3 for various types of generating stations. These curves should be used with caution as they reflect actual net station heat rates in 1982 obtained under actual operating conditions and are not to be confused with design heat rate curves for various types and sizes of thermal units. Because of insufficient data, no curves were plotted for nuclear or gas-fired generating stations.

4.1 Steam Electric Plants

Figure 4.1 shows the 1982 net station heat rates associated with coal and oil-fired steam electric generating stations in Canada. Coal-fired units ranged in size between 15 and 500 MW and oil-fired units ranged between 20 and 573 MW. Oil-fired units have lower heat rates than similar sized coal-fired units over the range of sizes reported.

4.2 Gas Turbines

The 1982 net heat rates for gas turbines versus unit size are illustrated in Figure 4.2. Since gas turbines of similar sizes may have widely varying heat rates depending on the mode of operation of the units, a single-valued function is not appropriate. Therefore, a range is shown for each unit size. As Figure 4.2 shows, the variation in unit size is from 5 to 68 MW. For the smaller units, heat rates range from 13 000 to 31 000 kJ/kW.h while for larger units heat rates range from 13 000 to 27 000 kJ/kW.h.

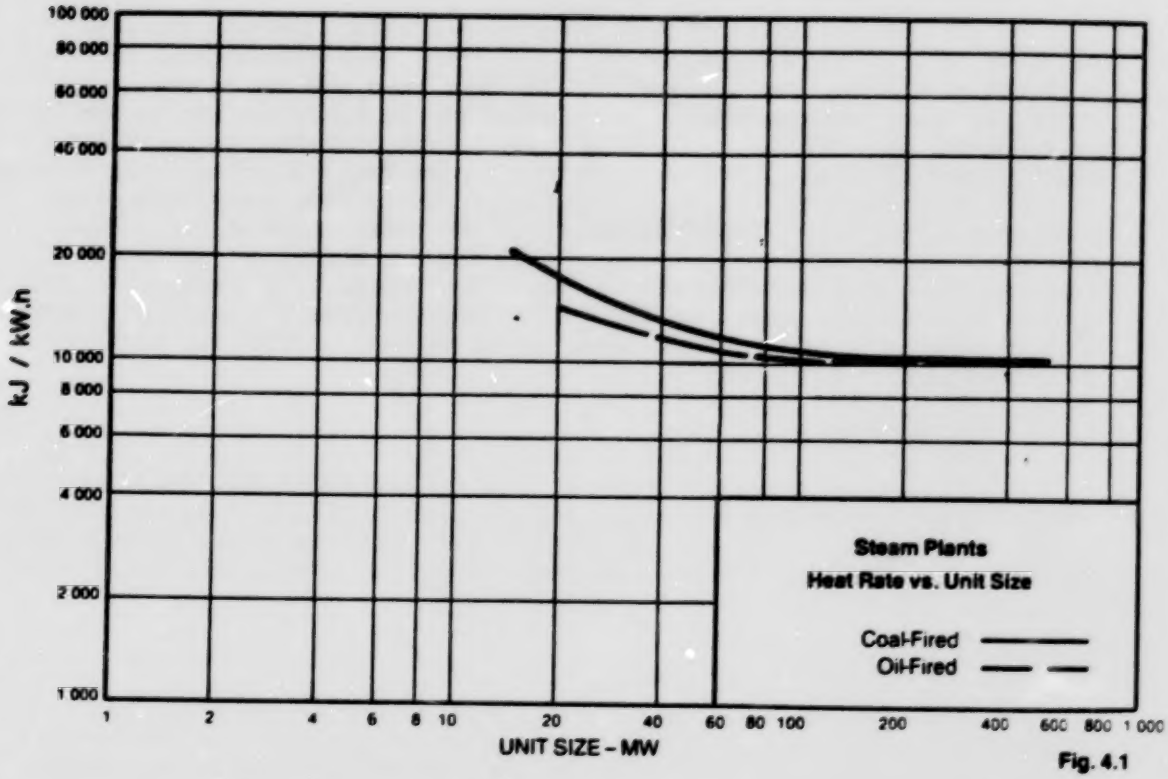

100 000
80 000
60 000
40 000
20 000
10 000
8 000
6 000
4 000
2 000
1 000
kJ / kW.h
1
2
4
6
8
10
20
40
60
80
100
200
400
600
800
1 000
UNIT SIZE – MW
Steam Plants
Heat Rate vs. Unit Size
Coal-Fired
Oil-Fired

Fig. 4.1

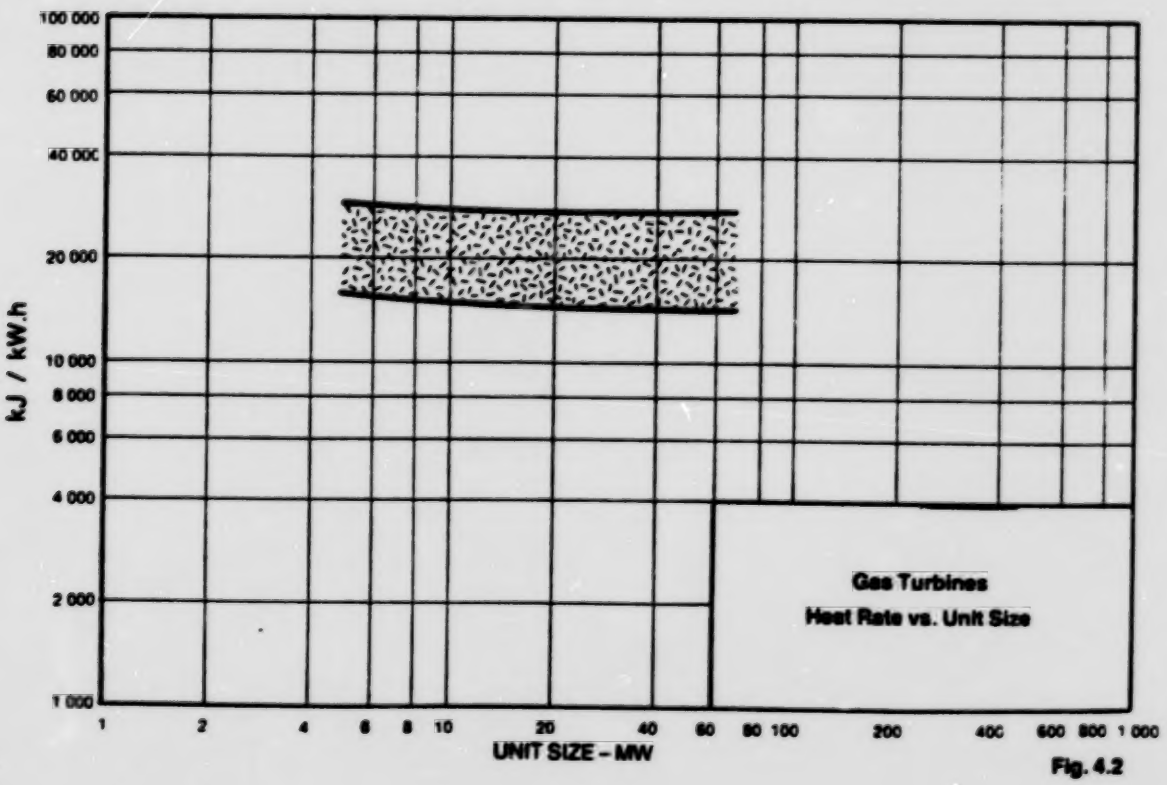

100 000
80 000
60 000
40 000
20 000
10 000
8 000
6 000
4 000
2 000
1 000
kJ / kW.h
1
2
4
6
8
10
20
40
60
80
100
200
400
600
800
1 000
UNIT SIZE – MW
Gas Turbines
Heat Rate vs. Unit Size

Fig. 4.2

4.3 Internal Combustion Units

Analysis of data for internal combustion units of similar sizes shows a variation in heat rates of approximately ±32 percent about the average. The lower heat rates reflect units used more or less continuously while the higher values are representative of units used principally for standby operation. Internal combustion unit size versus heat rate relationships can be more appropriately expressed by a curve having an upper and lower bound rather than by a single-valued function. The curves are displayed graphically in Figure 4.3. The figure is based on unit sizes ranging from 30 to 6 800 kW. For the units larger than 2 000 kW, heat rates range from approximately 10 000 kJ/kW.h to 20 000 kJ/kW.h.

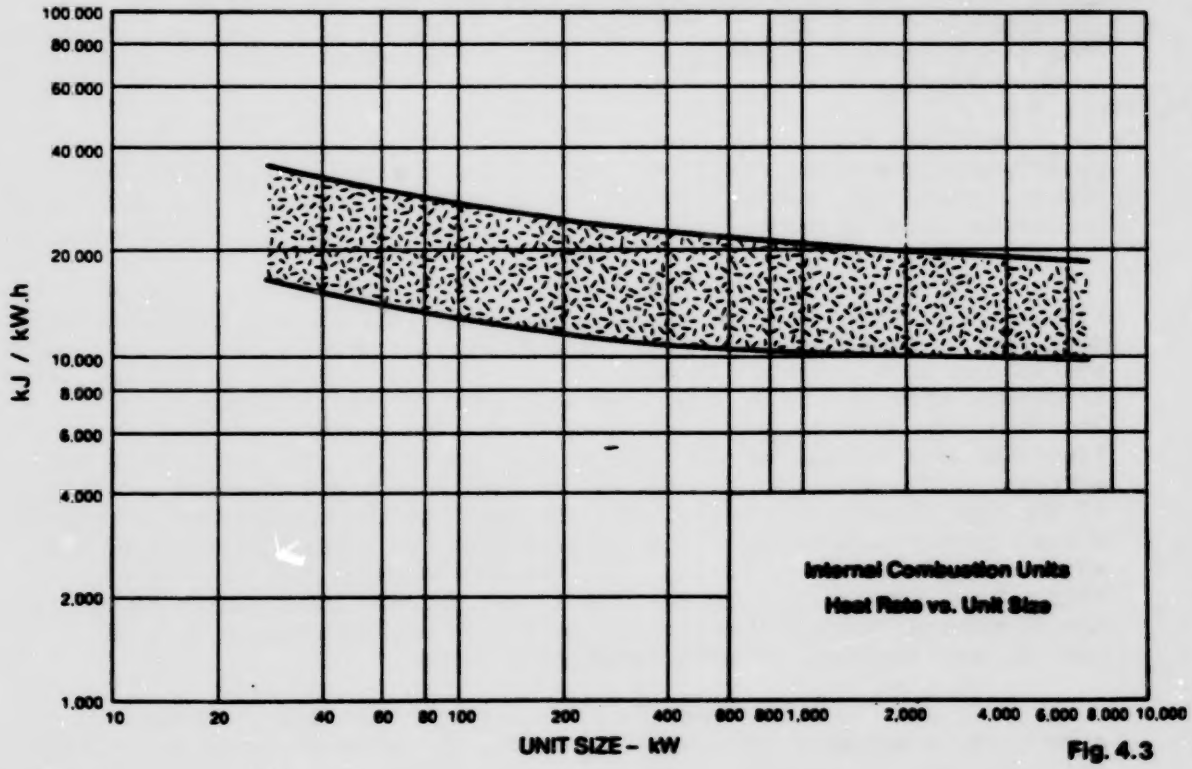


Fig. 4.3

5. CANADIAN AND PROVINCIAL TREND ANALYSIS 1978-1982

The previous sections deal with generation, fuel consumption and cost data for Canadian electrical utilities in the year 1982. This section reviews Canadian and provincial trends (including the Yukon and Northwest Territories) over the historical period, 1978 to 1982. The data are based on previous reports in this series (Ref. 2-3) except for the data on industrial self-generation and total provincial consumptions; which are based on Statistics Canada publications (Ref. 4-5). The provincial consumption includes the total provincial generation plus purchases minus inter-provincial sales and exports (Ref. 11). The difference between consumption and total generation is shown as a net inflow or net outflow.

5.1 Canada (Figure 5.1)

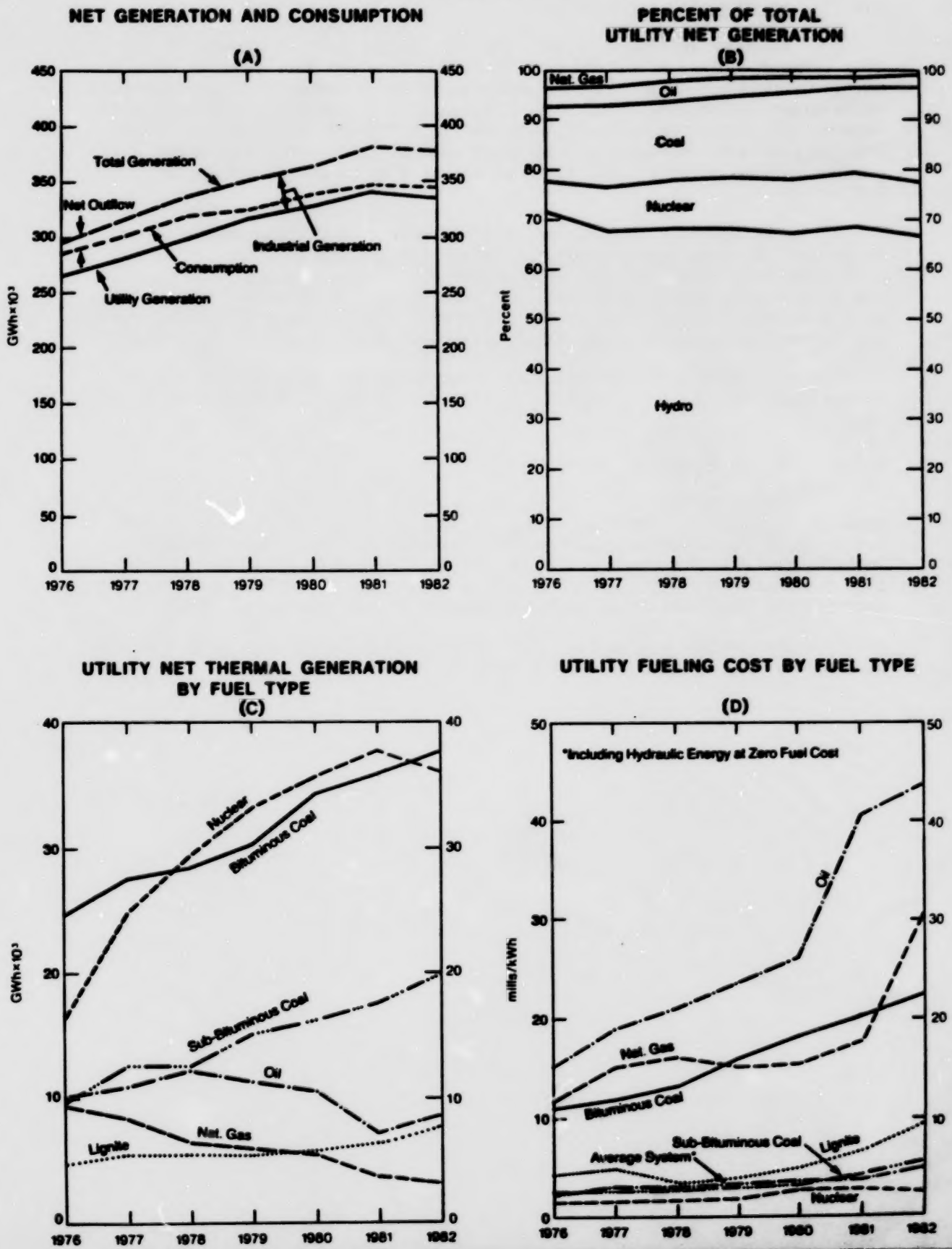
Figure 5.1(A) shows the total generation and consumption figures for Canada during the period from 1978 to 1982. The total generation increased at a rate of 4.5 percent per annum from 1977 to 1981 and decreased 0.2 percent in 1982. The total consumption, including exports, increased 3.5 percent per annum in the five years leading up to 1982 and decreased 0.2% in 1982. The net exports of 34.1 TW.h in 1982 were down 9 percent from the level in 1981. This overall reduction can be attributed to the economic downturn experienced in North America in 1982.

Figure 5.1(B) illustrates the distribution of total generation by primary energy source. The lower load levels in 1982 were reflected by reduced generation overall. Of particular interest, however, is the reduced generation using hydro and nuclear plants and an increase in coal and oil use.

Figure 5.1(C) shows the thermal energy generated by fuel type while Figure 5.1(D) shows the corresponding fuel cost (mills/kW.h) associated with each type over the review period. Also shown in Figure 5.1(D) is the average system fuel cost trend for Canada. This was calculated by dividing the total electrical utilities' fuel costs for each year by the total generation including both thermal and hydro production. The average system fuel cost trend has been calculated and shown in the graphs for each province in the sections following. This average system fuel cost trend gives an indication of the significance of the fuel cost component to the total system generation costs. From Figure 5.1(D) it can be seen that the average system fuel cost, which was 2.8 mills/kW.h during 1978, has increased to 4.7 mills/kW.h in 1982. This increase, averaging about 14 percent per annum, while rapid, is not as great as the increases in the prices of oil, bituminous coal and natural gas that have occurred during this period.

It must be noted that the average system fuel cost includes a significant component, totalling 77 percent, of low cost nuclear generation and hydro generation which is assumed to be of zero fuel cost. This zero cost assumption does not take into account water usage charges or taxes which are levied in certain provinces.

Fig. 5.1 CANADA



5.2 Newfoundland (Figure 5.2)

As shown in Figure 5.2(A), electric utilities' net generation for 1982 in Newfoundland at 43 900 GW.h, was down from the 1981 level of 44 200 GW.h. Of this amount 35 715 GW.h was sold to Hydro-Quebec from the Churchill Falls plant in Labrador. This amount appears as an outflow in Figure 5.2(A). Consumption within the province increased from 7 880 GW.h in 1978 to 8 800 GW.h in 1981 and then decreased to 8 600 GW.h in 1982. This represents a 2.7 percent decline after several years of annual load growth in excess of 3.5 percent.

When Labrador is excluded, hydro-electric generation accounts for 78 percent of total energy supply in 1982. The balance was supplied from oil-fired facilities. In 1981, hydro generation accounted for 90 percent of the total supply due to an exceptional water year. Newfoundland relies on oil-fired generation to make up the difference between total provincial demand and the supply available from largely developed hydro resources on the island.

Excluding the Churchill Falls generation in Labrador, the average system fuel cost increased from 4.1 mills/kW.h in 1978 to 9.4 mills/kW.h in 1982.

5.3 Prince Edward Island (Figure 5.3)

Prince Edward Island continues to be entirely reliant on fuel oil to generate electricity. This situation is alleviated by the purchase of most of the Island's requirements from the New Brunswick Electric Power Commission. In 1982, the Island's consumption was 512 GW.h, essentially unchanged from the last few years. Of this, as shown in Figure 5.3(A), 93 percent was supplied from oil and coal facilities in New Brunswick via an underwater cable.

The average system fuel cost of generation on the Island in 1982 was 91.5 mills/kW.h, up from 33.4 mills/kW.h in 1978.

Fig. 5.2 NEWFOUNDLAND

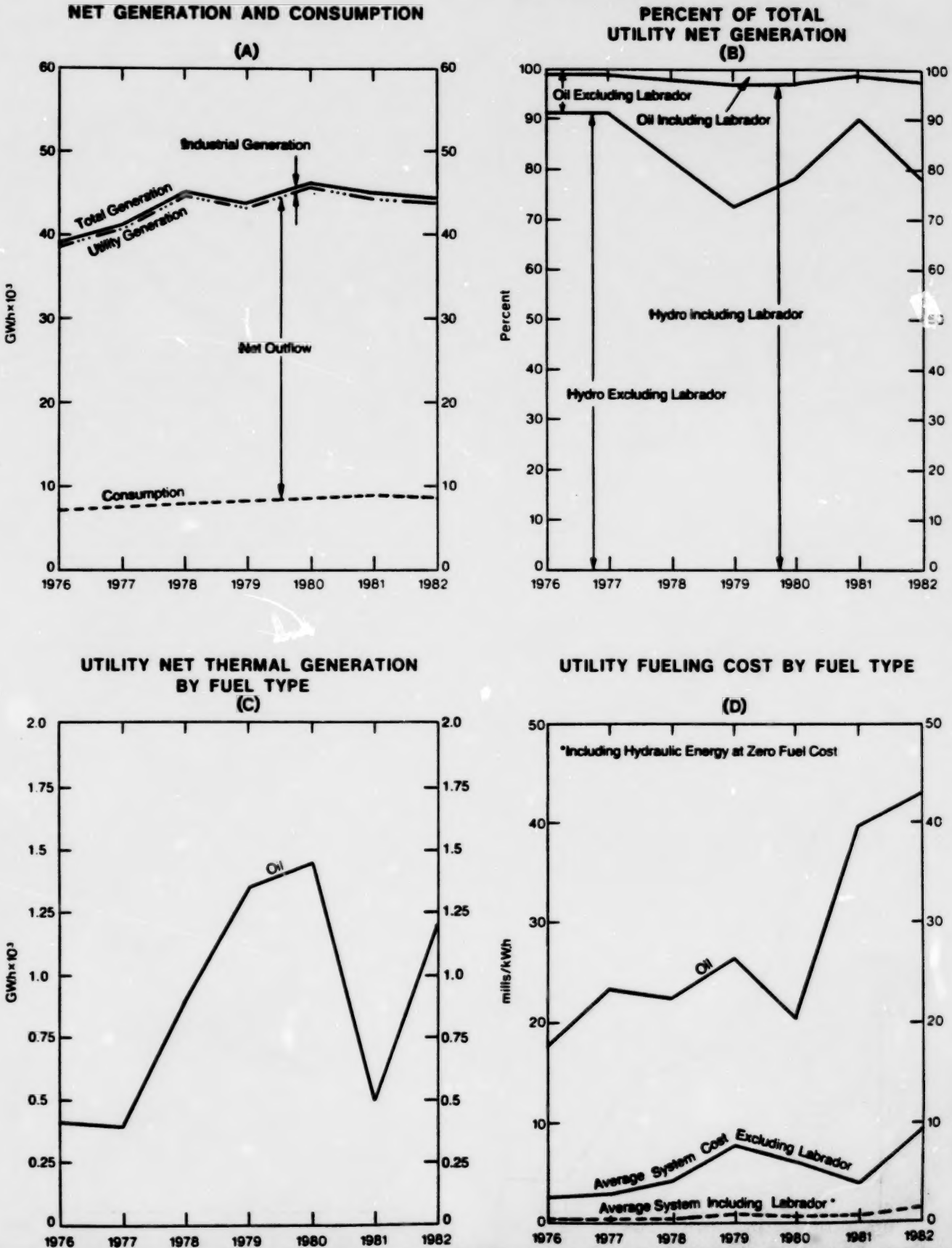
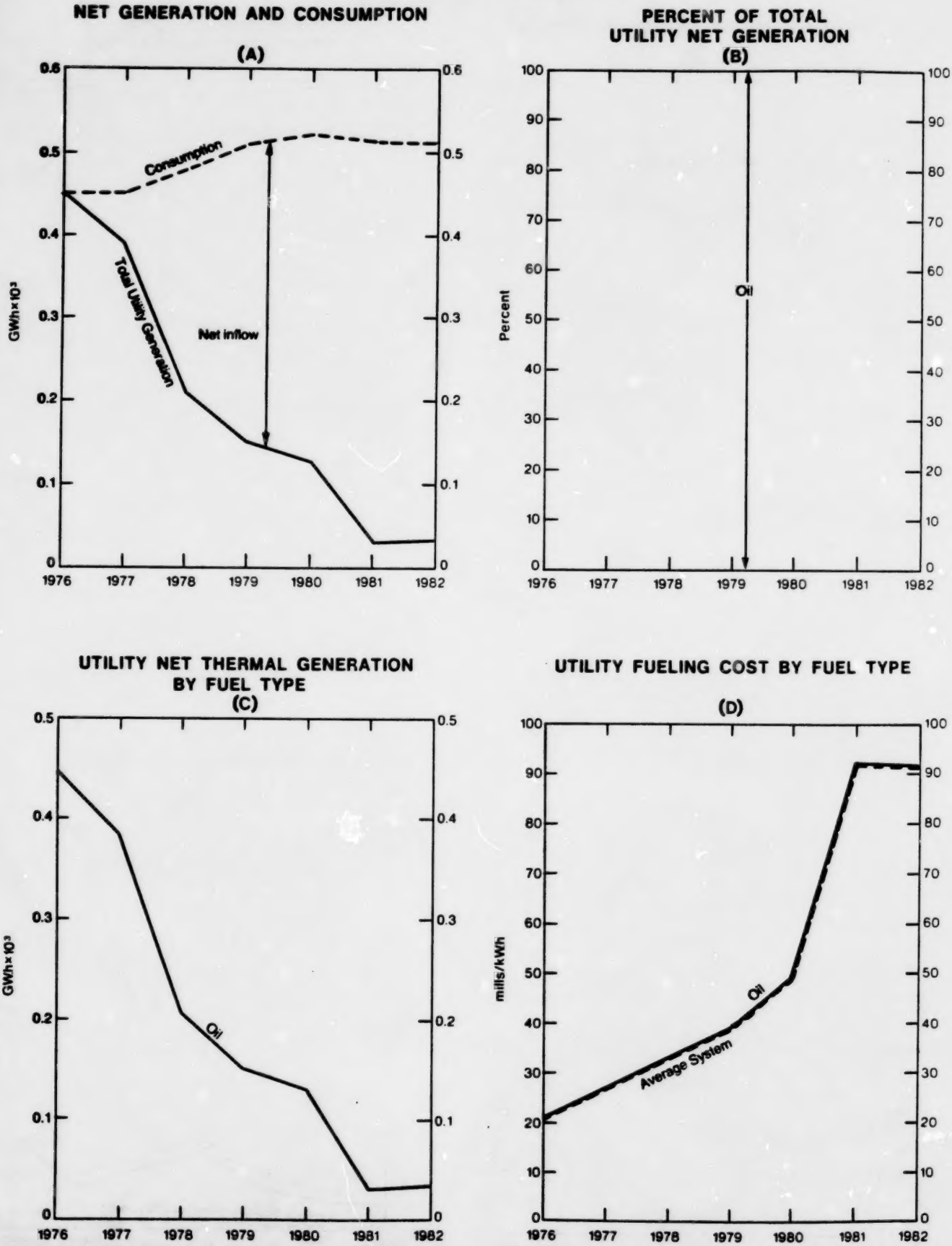


Fig. 5.3 PRINCE EDWARD ISLAND



5.4 Nova Scotia (Figure 5.4)

As shown in Figure 5.4(A), total in-province generation increased slightly, while purchases from New Brunswick declined from previous levels. Figures 5.4(B) and 5.4(C) show that the province is continuing its expansion in the use of indigenous coal resources. In 1982, coal accounted for 50 percent of total generation compared to 19 percent in 1978. This growth has been at the expense of oil-fired generation.

After four years of an annual growth rate of 2.8 percent, total consumption declined from 6 860 GW.h in 1981 to 6 700 GW.h in 1982.

The average system fuel cost in 1982 was 21.4 mills/kW.h, up from 15.3 mills/kW.h in 1978.

5.5 New Brunswick (Figure 5.5)

As shown in Figure 5.5(A), total in-province generation was 7 800 GW.h in 1982, down from the 1981 level of 8 300 GW.h. In-province generation has declined steadily since 1980 primarily due to increased energy purchases from Hydro-Quebec and also as a result of a low rate of growth in consumption. Figure 5.5(B) shows that approximately 64 percent of total utility net generation was coal and oil-fired in 1982, up from 54 percent in 1981. This fluctuation is attributed to a low water year in 1982 compared to an exceptional year in 1981.

Of particular note is the coming into service of the Point Lepreau nuclear generating station in late 1982. It contributed 254 GW.h to the New Brunswick system.

Export sales in 1982 were 3 029 GW.h, while purchases from Hydro-Quebec were 3 624 GW.h. This accounts for the net inflow in Figure 5.5(A).

The average system fuel cost in 1982 was 22.9 mills/kW.h, up from 14.9 mills/kW.h in 1978.

Fig. 5.4 NOVA SCOTIA

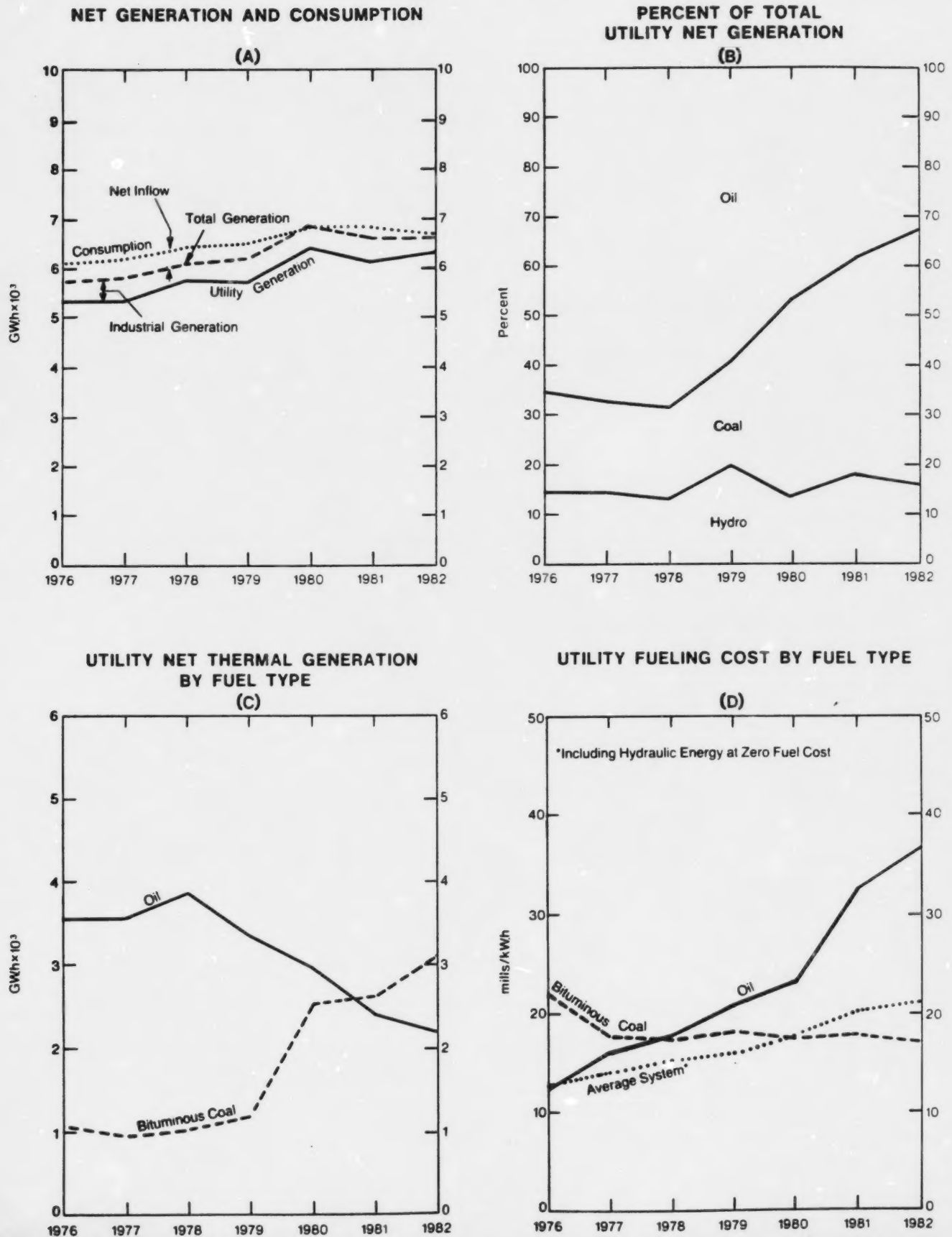
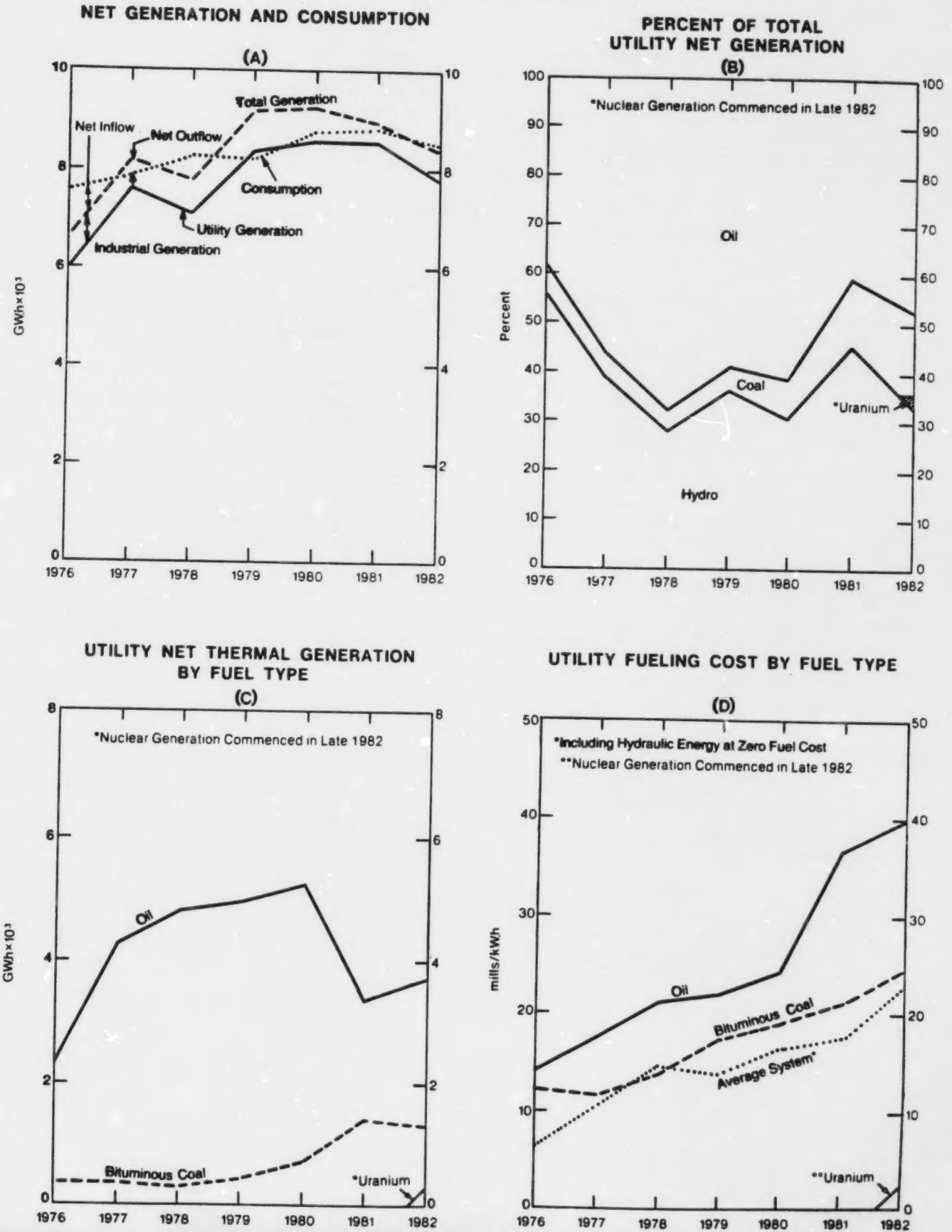


Fig. 5.5 NEW BRUNSWICK



5.6 Quebec (Figure 5.6)

As shown in Figure 5.6(A), total in-province generation in Quebec declined from 103 200 GW.h in 1981 to 100 000 GW.h in 1982 following several years of increases at an annual rate approaching 7 percent. Figures 5.6(B) and 5.6(C) illustrate that virtually all of the energy generated in the province is hydraulic. Oil is used primarily in peaking facilities and in isolated locations. Some historical nuclear generation from the now unused Gentilly I demonstration reactor is indicated.

Consumption in 1982 of 118 000 GW.h declined from the 1981 level of 120 700 GW.h; a drop of 2.2 percent after a recent historical annual growth rate in excess of 4 percent.

Figure 5.6(A) also shows a net inflow of electricity from out of province. This is due to the 35 715 GW.h purchase from Churchill Falls in Labrador. In 1982, Quebec exported 8 536 GW.h of energy and sold approximately 9 600 GW.h to Ontario and New Brunswick.

The average system fuel cost of electricity generation, assuming a zero cost for hydro, was negligible although fuel costs in Quebec were similar to those in neighbouring provinces.

5.7 Ontario (Figure 5.7)

Figure 5.7(A) shows that total in-province generation declined from 111 000 GW.h in 1981 to 110 400 GW.h in 1982. Utility generation has followed a similar pattern. Figure 5.7(B) illustrates that Ontario at present relies equally on coal, nuclear and hydro for electrical energy sources. Hydro resources in Ontario have largely been developed. As a result, new major facilities are either nuclear or coal-fired. Ontario Hydro has been pursuing an agressive nuclear program which has resulted in a significant displacement of coal and other fossil fuels. In 1982, counter to the established trend, nuclear and hydro generation dropped while coal increased. This was primarily due to a low water year, reduced demand, and a lower availability of nuclear facilities. Also, no new nuclear capacity was added, for the first time in a few years.

Total consumption of electricity declined slightly from 107 700 GW.h in 1981 to 106 500 GW.h in 1982. Included in these figures is an export component of 11 311 GW.h in 1981 and 11 167 GW.h in 1982. Purchases from Quebec and Manitoba totalled 6 581 GW.h in 1982, resulting in a net outflow of 4 586 GW.h.

The average system fuel cost in 1982 was 8.9 mills/kW.h, up from 4.9 mills/kW.h in 1978. Significant contributions to this low cost were the major contribution of nuclear fuel at a cost of 2.9 mills/kW.h in 1982 and the zero cost assumed for hydro.

Fig. 5.6 QUEBEC

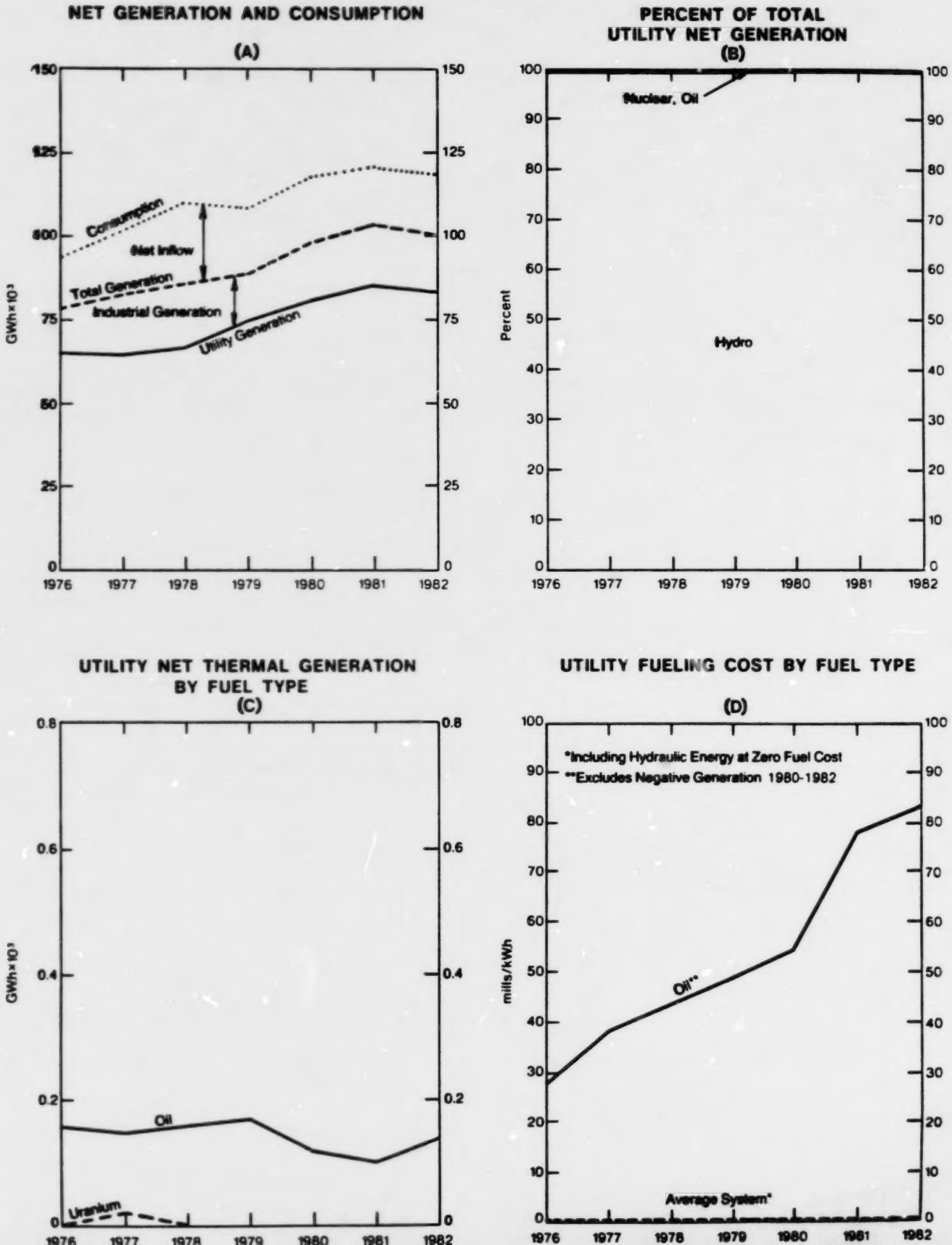
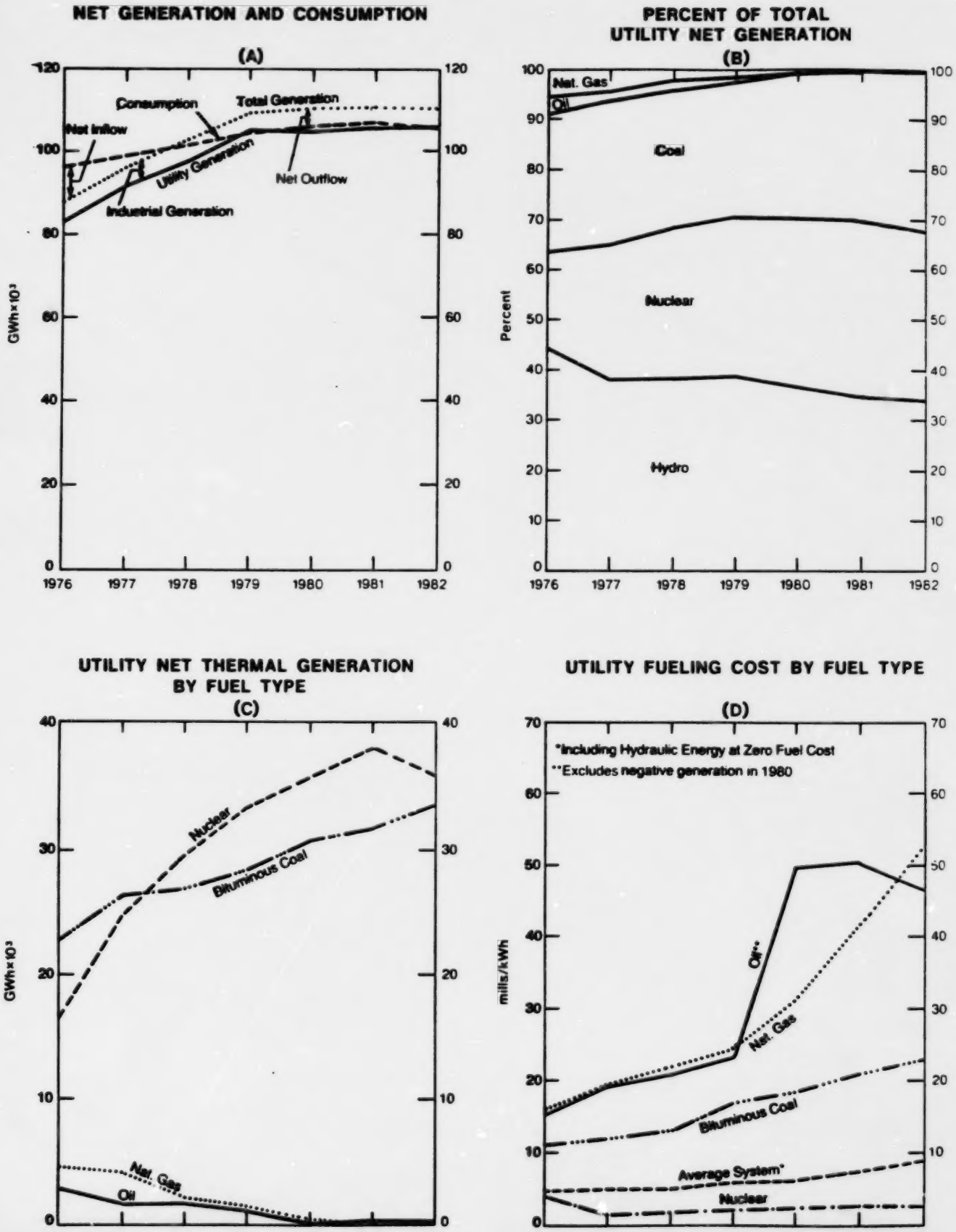


Fig. 5.7 ONTARIO



5.8 Manitoba (Figure 5.8)

Figure 5.8(A) shows that, unlike what happened in eastern Canada, total electricity generation increased in Manitoba from 18 300 GW.h in 1981 to 20 700 GW.h in 1982. Virtually all of this energy was produced from hydro resources. Figure 5.8(B) shows that fossil fuels accounted for approximately one percent of total generation. These were used in isolated locations and during periods of low water flows.

Total consumption increased from 13 300 GW.h in 1978 to 14 300 in 1982, a compound growth rate of 1.8 percent per year. The increase from 1981 to 1982 was 5.8 percent. This was primarily due to an increase in export sales from 3 680 GW.h in 1981 to 5 253 GW.h in 1982.

The average system fuel cost was insignificant since hydro is included at zero cost and fossil fuels are hardly used.

5.9 Saskatchewan (Figure 5.9)

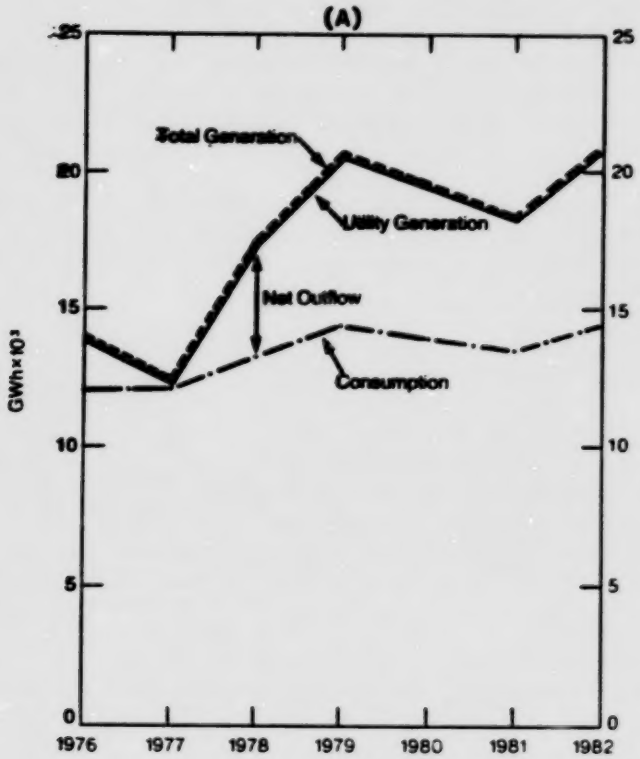
As shown in Figure 5.9(A), electrical utilities' net generation increased at a rate of about 3.5 percent per year from 1978 to 1981. In 1982, however, net generation was 9 400 GW.h, up only 100 GW.h from 1981. Hydro generation was lower in 1982 than the previous year due to low river water flows. This resulted in additional coal use. As shown in Figure 5.9(B), coal continued to be the major source of electricity in the province, accounting for 70.5 percent of the total. Gross exports totalled 59 GW.h in 1982, but were offset by net energy purchases from Manitoba and some imports resulting in a net inflow.

Consumption rose from 9 900 GW.h in 1981 to 10 200 GW.h in 1982, an increase of 3.1 percent. This is a little lower than the five-year annual compound growth rate of 4.2 percent.

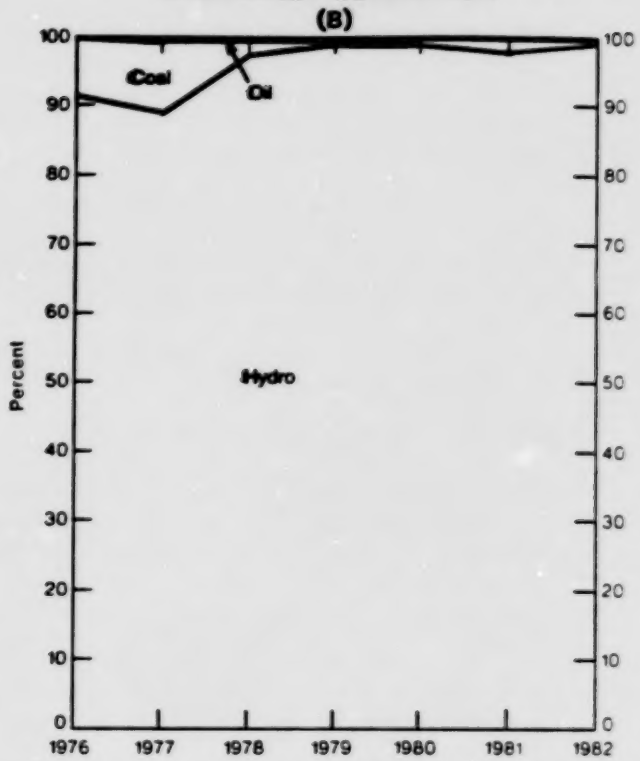
In 1982, the average system fuel cost was 7.4 mills/kW.h, up from 3.8 mills in 1978. This low average cost was mainly due to the heavy reliance on inexpensive sources of indigenous lignite.

Fig. 5.8 MANITOBA

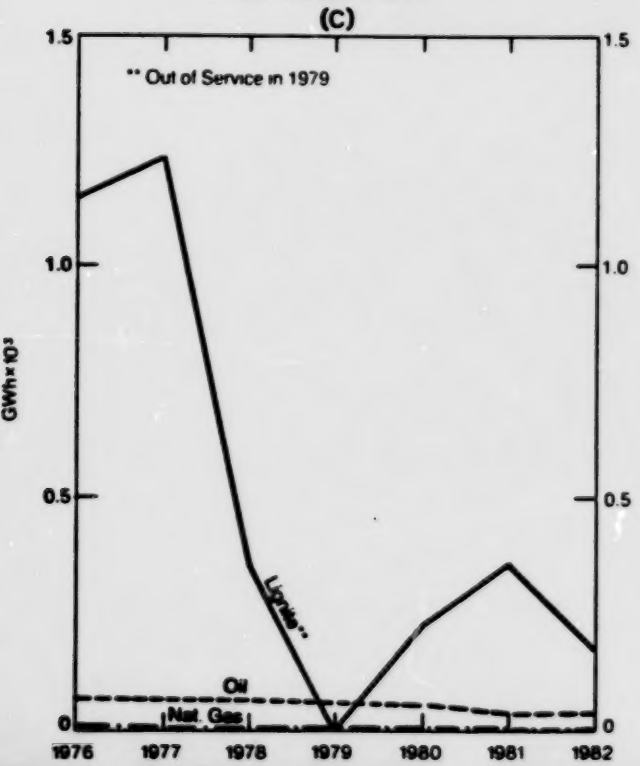
NET GENERATION AND CONSUMPTION



PERCENT OF TOTAL UTILITY NET GENERATION



UTILITY NET THERMAL GENERATION BY FUEL TYPE



UTILITY FUELING COST BY FUEL TYPE

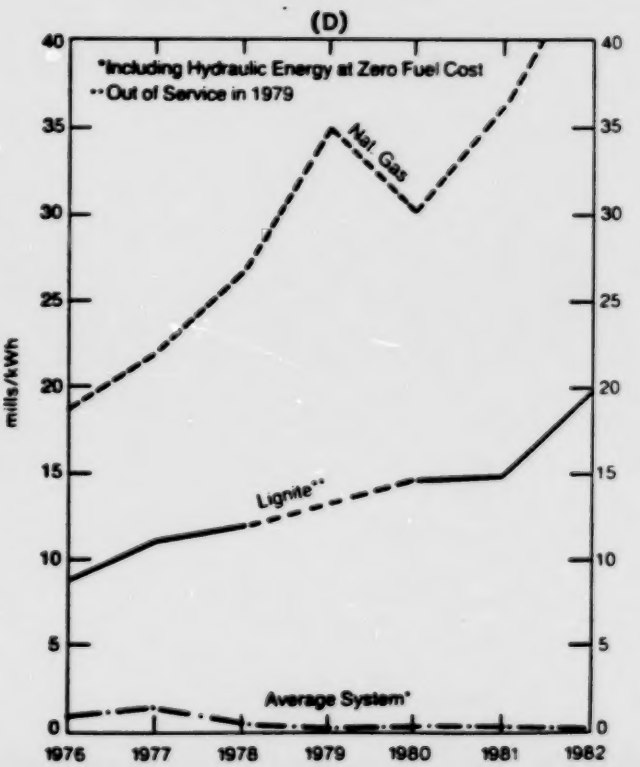
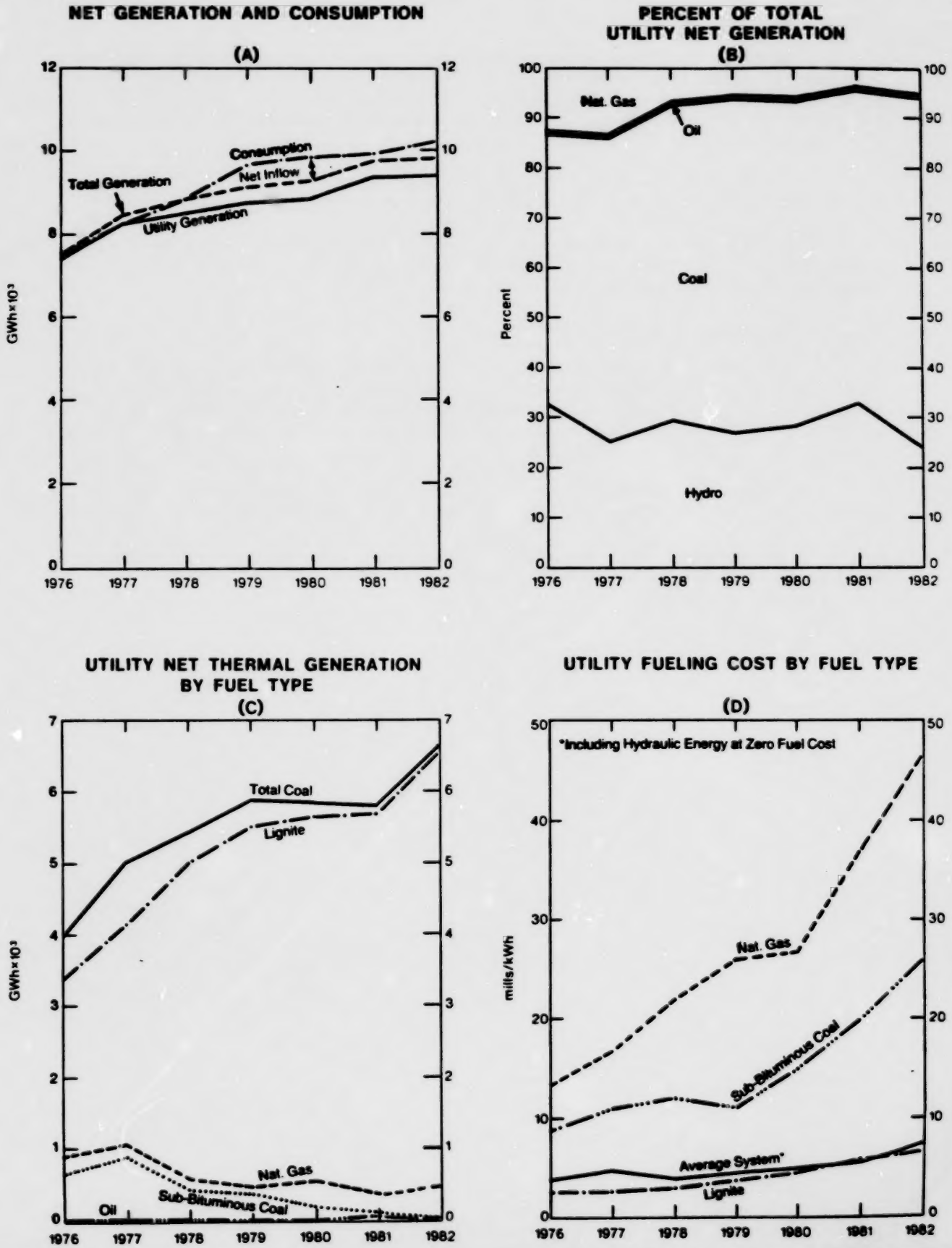


Fig. 5.9 SASKATCHEWAN



5.10 Alberta (Figure 5.10)

As shown in Figure 5.10(A), electrical utilities' net generation has increased steadily from 18 400 GW.h in 1978 to 24 500 GW.h in 1982, equivalent to an annual growth rate of 7.4 percent. Of note is the decreasing use of natural gas and the increasing reliance on indigenous sub-bituminous coal; now up to 81.2 percent of total generation.

During the same five year period consumption rose at a fairly regular rate in excess of 9 percent, although the 1982 increase was only 7.4 percent.

The average system fuel cost in 1982 was 7.2 mills/kW.h, up from 4.3 mills/kW.h in 1978. This modest cost is primarily due to the use of inexpensive indigenous coal resources.

5.11 British Columbia (Figure 5.11)

As shown in Figure 5.11(A), following a good water year in 1981, total generation in 1982 decreased 5.4 percent to 36 700 GW.h. This lower level of hydro generation resulted in a drop in total exports from 8 821 GW.h in 1981 to 6 171 GW.h in 1982. As shown in Figure 5.11(B), 99.6 percent of total generation was hydroelectric.

Consumption increased 1.8 percent from 1981 to 1982 to a level of 44 000 GW.h. This is slightly lower than the five-year rate of 2.4 percent.

The average system fuel cost, illustrated in Figure 5.11(D), was negligible given the zero cost attributed to hydro.

Fig. 5.10 ALBERTA

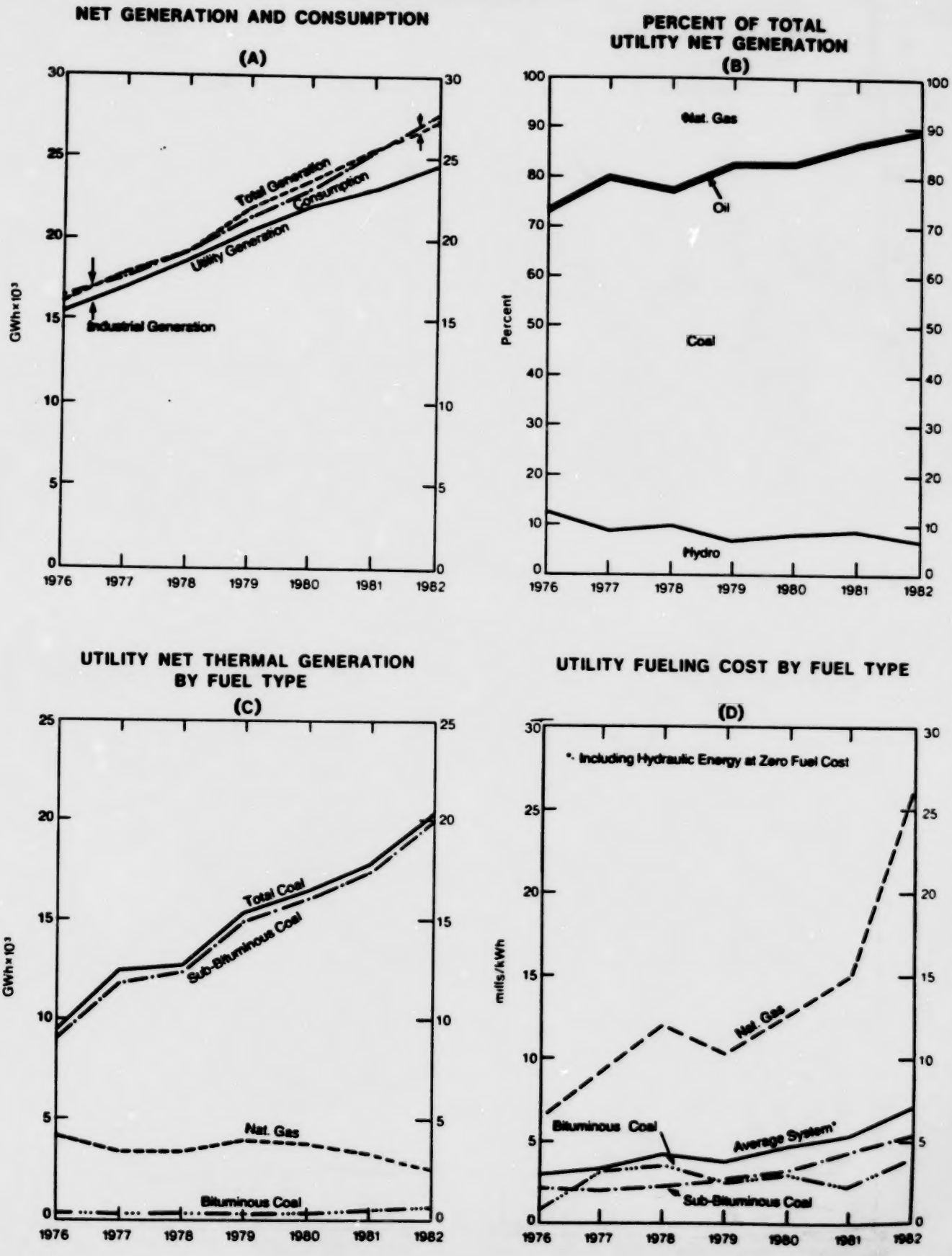
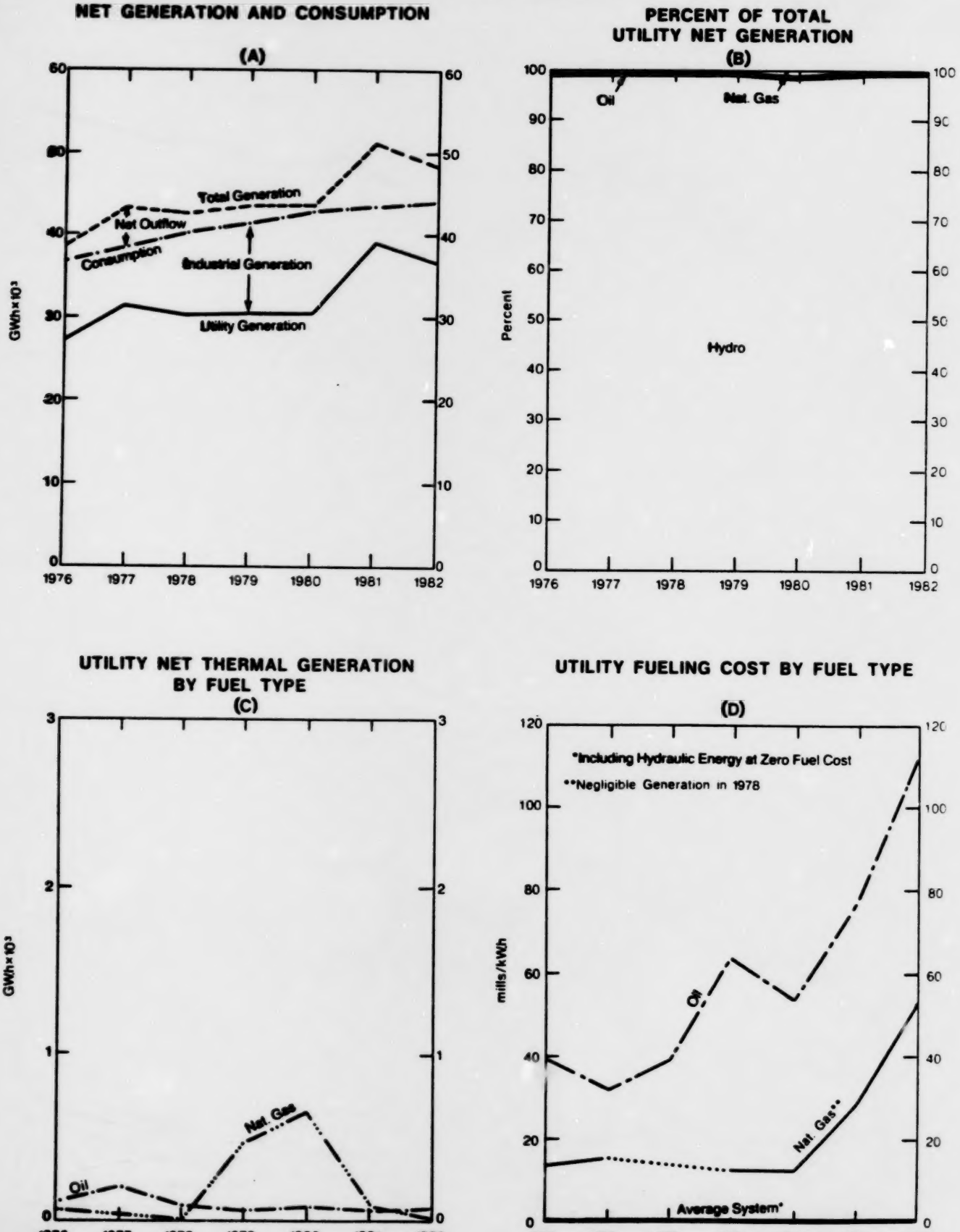


Fig. 5.11 BRITISH COLUMBIA



5.12 Yukon (Figure 5.12)

Figure 5.12(A) shows that 1982 total generation and consumption dropped from 385 GW.h in 1981 to 344 GW.h in 1982, a decline of 10.7 percent. No industrial generation has been reported since 1979. Figure 5.12(B) shows that approximately 80 percent of total generation is from hydro sources.

The average system fuel cost in 1982 was 21.9 mills/kW.h, up from 4.3 mills/kW.h in 1978. Many isolated communities rely solely on diesel generators for which fuel costs are in excess of 100 mills/kW.h.

5.13 Northwest Territories (Figure 5.13)

As shown in Figure 5.13(A), total generation declined in 1982 to 441 GW.h from 471 GW.h in 1981, a drop of 6.8 percent. This was contrary to the five year trend annual growth rate of approximately 4 percent. As shown in Figure 5.13(B) in 1982, 57 percent of total generation was provided from hydro facilities. The balance of the supply was from oil-fired internal combustion units located in isolated communities.

Consumption also declined in 1982 from a high of 502 GW.h in 1981 to 497 GW.h, a drop of one percent.

The average system fuel cost in 1982 was 42.7 mills/kW.h, up from 16.2 mills/kW.h in 1978. Many isolated communities were served solely from oil-fired units for which fuel costs exceeded 100 mills/kW.h.

Fig. 5.12 YUKON

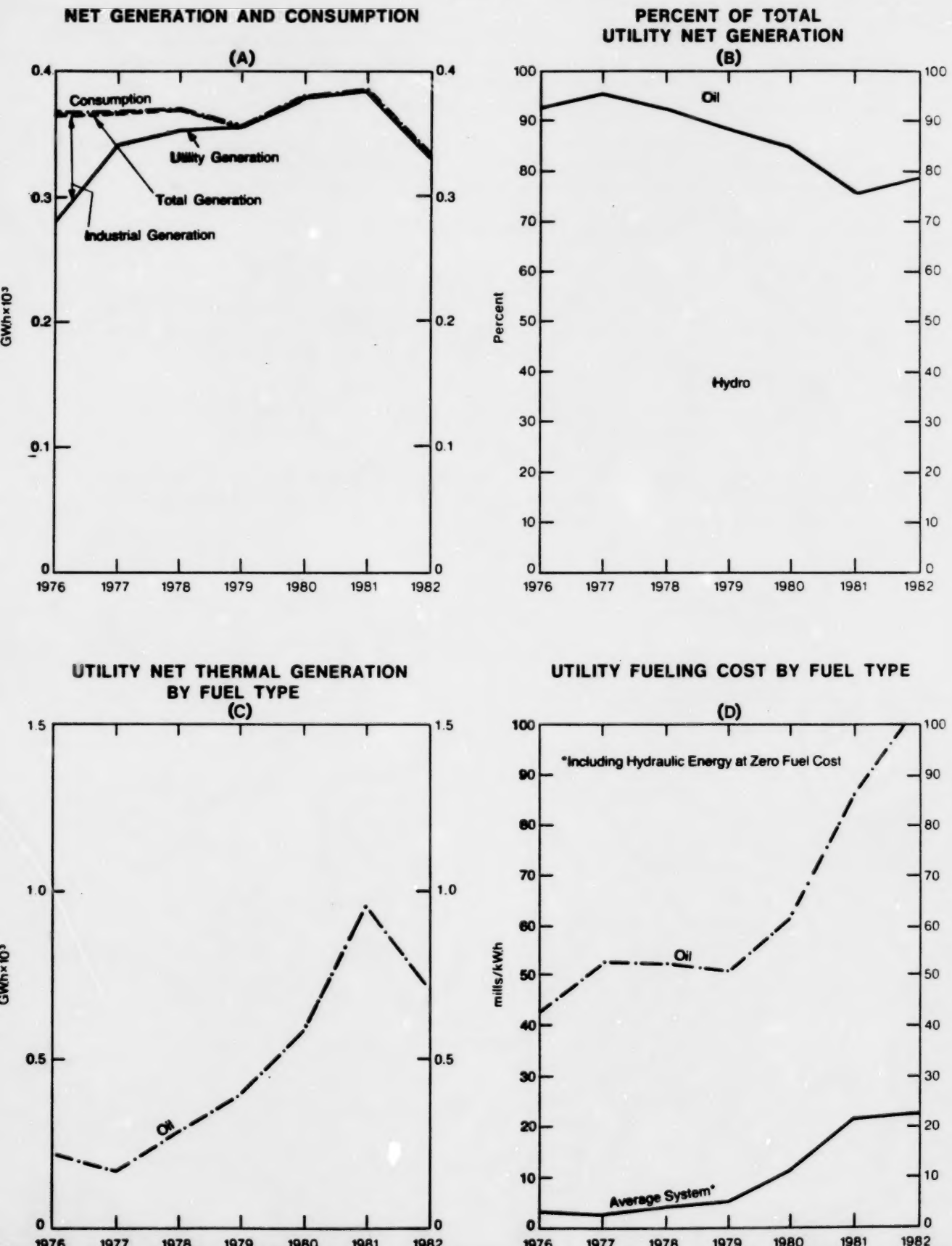
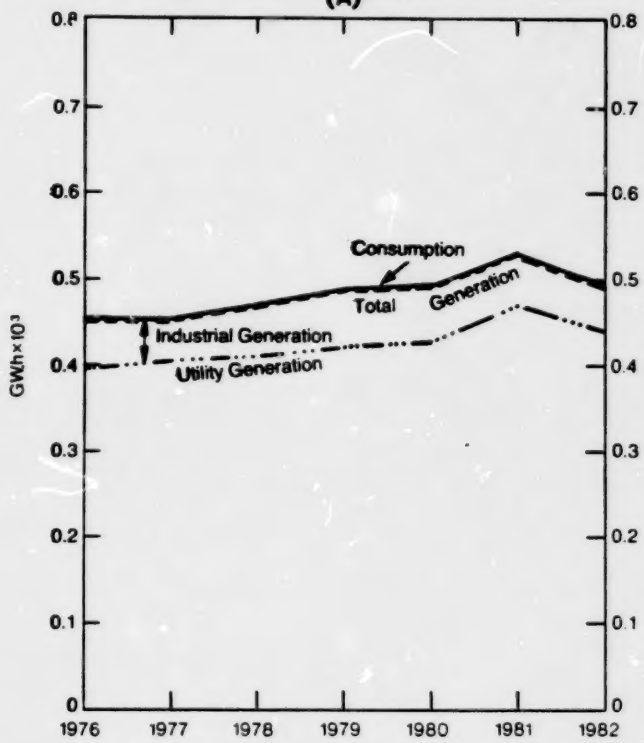


Fig. 5.13 NORTHWEST TERRITORIES

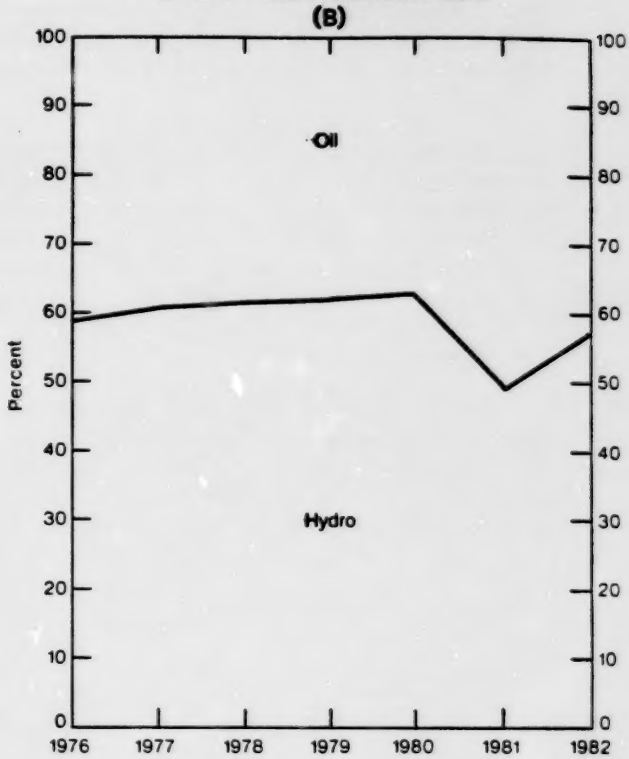
NET GENERATION AND CONSUMPTION

(A)



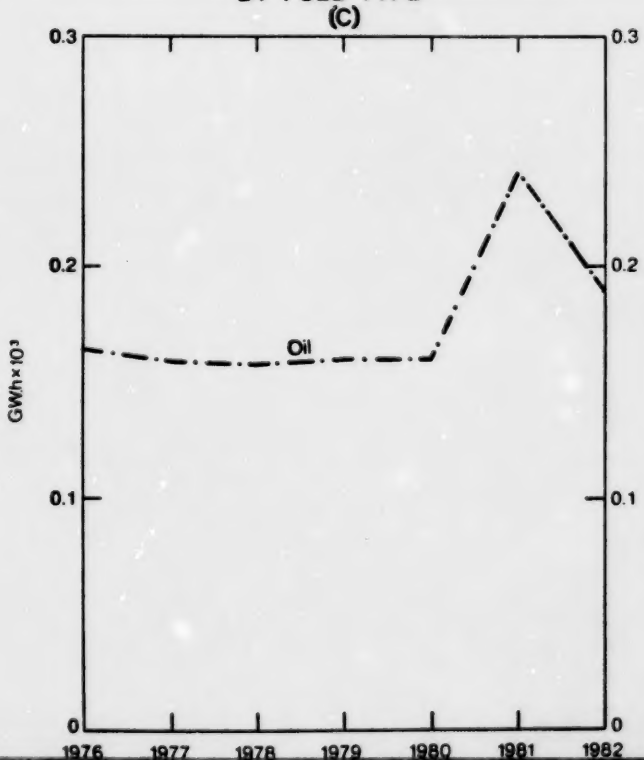
PERCENT OF TOTAL UTILITY NET GENERATION

(B)



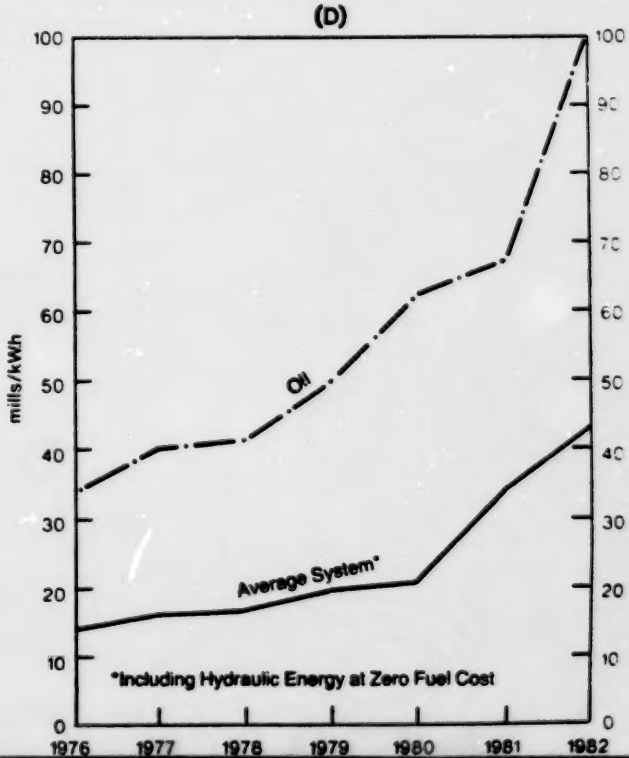
UTILITY NET THERMAL GENERATION BY FUEL TYPE

(C)



UTILITY FUELING COST BY FUEL TYPE

(D)



6. CANADIAN POPULATION, GROSS NATIONAL PRODUCT AND ELECTRICITY GENERATION TRENDS - 1961 - 1982

The Board has noted other studies which indicate that there is a relationship between electric energy consumption per capita and real Gross National Product (GNP) per capita (Ref. 10). Accordingly, as a matter of interest, an analysis of this relationship for Canada follows.

Table 6.A provides data on electrical energy consumption, real GNP and population over the period 1961 to 1982. The average annual compound growth rates are about 6.8 percent, 5.5 percent and 1.7 percent respectively for the period 1961 to 1970 inclusive and 4.6 percent, 3.0 percent, and 1.2 percent respectively for the period 1971 to 1982. (Refs, 5, 6, 8 and 9). Figure 6.1 illustrates the correlation between per capita electricity consumption and per capita real GNP. A deviation from the trend established prior to 1979 is noted. This is the only such period since the beginning of the trend line in 1961.

Table 6.B provides data on the behavior of the real price of electricity between 1970 and 1982. The long-term trend exhibited a steady decline until 1974 after which increases occurred until 1979. After leveling off during 1979 and 1980 the average price dropped to 13.3 mills/kW.h (1971 $) in 1981 and rose again to 13.9 mills/kW.h in 1982 (Refs. 5 and 9).

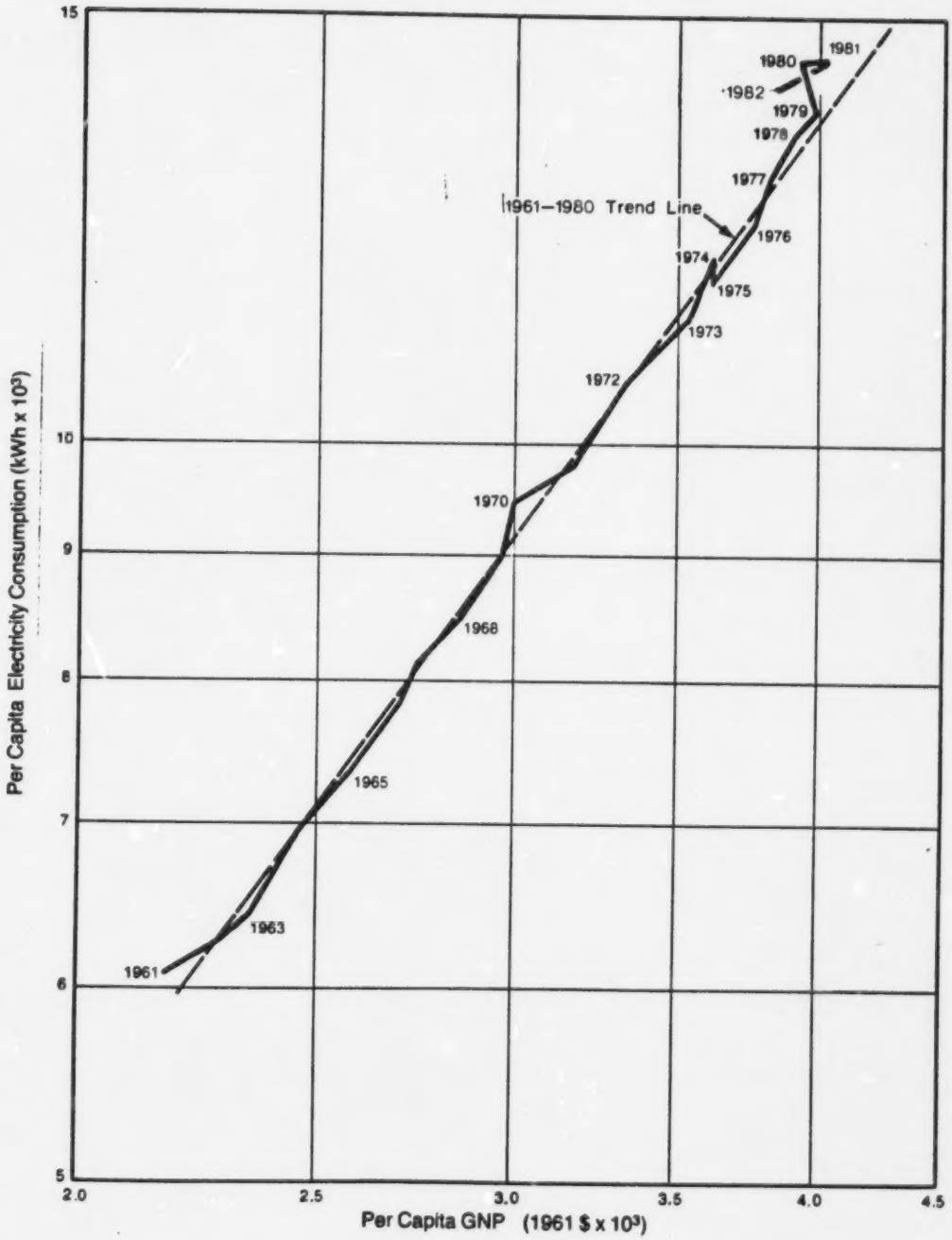


Fig. 6.1 Per Capita Electricity Consumption vs. per Capita GNP

TABLE 6.A
GNP, ELECTRICAL ENERGY CONSUMPTION
AND POPULATION FOR CANADA

Year	GNP (1971$x10^9)	GNP(1) (1961$x10^9)	Elec.(2) Consump. (KW.hx10^9)	Populat. (cap.x10^6)	GNP/Capita (1961 $)	Consump/Cap. (KW.h)
1961	54.741	39.646	110.950	18.238	2173.8	6083.5
1962	58.473	42.349	116.135	18.583	2278.9	6249.5
1963	62.486	44.531	121.510	18.931	2352.3	6418.6
1964	65.610	47.519	133.949	19.290	2462.9	6944.0
1965	69.981	50.685	144.165	19.644	2580.2	7338.9
1966	74.844	54.207	156.956	20.015	2708.3	7841.9
1967	77.344	56.016	165.812	20.378	2748.3	8136.8
1968	81.864	59.292	175.849	20.701	2864.2	8494.7
1969	86.225	62.448	188 648	21.001	2973.6	8982.8
1970	88.390	64.014	201.298	21.297	3005.8	9451.9
1971	94.450	68.405	211.492	21.568	3171.6	9805.8
1972	100.248	72.604	231.557	21.802	3330.2	10620.9
1973	107.812	78.082	249.298	22.042	3542.4	11310.1
1974	111.678	80.882	267.298	22.364	3616.6	11952.2
1975	113.005	81.843	265.995	22.697	3605.9	11717.6
1976	119.612	86.628	284.829	22.993	3767.6	12387.6
1977	121.988	88.349	299.929	23.287	3793.9	12879.7
1978	126.347	91.506	316.827	23.534	3882.5	13462.5
1979	130.362	94.414	323.469	23.769	3972.1	13608.9
1980	131.675	95.365	340.068	24.058	3964.0	14135.3
1981	136.174	98.623	346.332	24.342	4051.6	14277.8
1982	130.069	94.202	345.437	24.634	3824.1	14022.8

(Refs. 6, 7, 8 and 9)

(1) GNP in 1971 dollars divided by 1.38075 (the 1971$/1961$ ratio for the years 1961 to 1970)

(2) Total Made Available in Canada

TABLE 6.B

AVERAGE SELLING PRICE OF ELECTRICITY

Year	Revenue 10^6	Sales(1) 10^6kW.h	Mills/kW.h (current $)	C.P.I.(2) Deflator	Mills/kW.h (1971 $)
1970	1 716	137 972	12.4	.972	12.8
1971	1 878	147 203	12.8	1.000	12.8
1972	2 065	162 729	12.7	1.048	12.1
1973	2 326	177 724	13.1	1.127	11.6
1974	2 677	193 329	13.8	1.250	11.0
1975	3 114	194 571	16.0	1.385	11.6
1976	3 852	213 612	18.0	1.489	12.1
1977	4 842	226 004	21.4	1.608	13.3
1978	5 612	235 975	23.8	1.752	13.6
1979	6 425	245 537	26.2	1.912	13.7
1980	7 355	254 684	28.9	2.106	13.7
1981	8 371	265 930	31.5	2.369	13.3
1982	9 684	264 289	36.6	2.625	13.9

(Ref. 5)

(1) Total sales to ultimate customers

(2) C.P.I. Deflator in 1971$

REFERENCES

1. Electricity Generation by Utilities at Thermal Plants in Canada - 1968, 1969 and 1970 Data - Engineering Branch, National Energy Board

2. Canadian Electrical Utilities - Analysis of Generation and Trends - National Energy Board - Annual, 1971 to 1981

3. 1982 Thermal Station Production and Fuel Consumption - Schedule No. 5 - Statistics Canada

4. Electric Power Statistics - December, 1982 - Catalogue 57-001- Statistics Canada (Only preliminary hydroelectric generation and current year's consumption data from this source)

5. Electric Power Statistics - Volume II Annual Statistics - 1978 to 1982, Catalogue 57-202 - Statistics Canada

6. Electric Power Statistics - Volume III Annual Statistics - 1982, Catalogue 57-206 - Statistics Canada

7. Estimates of Population for Canada and the Provinces, Annual, Cat. 91-201 - Statistics Canada

8. National Income and Expenditure Accounts, Annual, Cat. 13-201 and Quarterly, Cat. 13-001 - Statistics Canada

9. Consumer Prices and Price Indexes, Quarterly (Oct.-Dec.), Cat. 62-010 (formerly monthly Cat. 62-002) - Statistics Canada

10. Aoki, H., New Method of Long Range or Very Long Range Demand Forecast of Energy, including Electricity Viewed from a Worldwide Standpoint - Electric Power Development Co. Ltd., Tokyo, Japan (1974)

11. National Energy Board - Annual Report - 1981, 1982

TABLE 1.1

ELECTRIC UTILITIES

PROVINCIAL INSTALLED CAPACITY AND GENERATION

BY PRIMARY ENERGY SOURCE

1982

PROVINCE OR TERRITORY	FOSSIL FUELLED		NUCLEAR		HYDROELECTRIC		TOTAL	
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH
NEWFOUNDLAND	728.1	1213.5	0.0	0.0	5913.9	42664.3	6642.0	43877.8
PRINCE EDWARD ISLAND	118.2	34.5	0.0	0.0	0.0	0.0	118.2	34.5
NOVA SCOTIA	1422.5	5293.2	0.0	0.0	355.7	1004.0	1778.2	6297.2
NEW BRUNSWICK	1759.1	4979.5	630.0	254.1	847.4	2575.7	3236.6	7809.4
QUEBEC	1054.2	144.6	266.4	0.0	18106.7	82520.7	19427.3	82665.3
ONTARIO	12756.7	34750.9	5600.0	35899.4	6482.9	35868.8	24839.6	106519.0
MANITOBA	469.6	226.3	0.0	0.0	3641.1	20495.1	4110.7	20721.4
SASKATCHEWAN	1651.1	7167.0	0.0	0.0	552.9	2279.7	2244.0	9446.7
ALBERTA	5370.3	22910.5	0.0	0.0	733.7	1590.4	6104.0	24500.8
BRITISH COLUMBIA	1330.0	146.2	0.0	0.0	7498.4	36526.5	8828.4	36672.7
YUKON	36.2	72.1	0.0	0.0	56.5	272.0	92.7	344.1
NORTHWEST TERRITORIES	112.9	188.5	0.0	0.0	44.0	252.6	156.9	441.1
CANADA	26849.1	77126.7	6496.4	36153.5	44233.3	226049.8	77578.8	339330.0

NOTE:

1. FOR BREAKDOWN OF FOSSIL FUELLED, SEE TABLES 1.4(A), 1.4(B), AND 1.4.

ELECTRIC UTILITIES

PROVINCIAL INSTALLED CAPACITY AND GENERATION

BY PRIMARY ENERGY SOURCE

PERCENT OF CANADIAN TOTALS

1982

PROVINCE OR TERRITORY	FOSSIL FUELLED		NUCLEAR		HYDROELECTRIC		TOTAL	
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH
NEWFOUNDLAND	2.7	1.6	0.0	0.0	13.4	18.9	8.6	12.9
PRINCE EDWARD ISLAND	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0
NOVA SCOTIA	5.3	6.9	0.0	0.0	0.8	0.4	2.3	1.9
NEW BRUNSWICK	6.6	6.5	9.7	0.7	1.9	1.1	4.2	2.3
QUEBEC	3.9	0.2	4.1	0.0	40.9	36.5	25.0	24.4
ONTARIO	47.5	45.1	86.2	99.3	14.7	15.9	32.0	31.4
MANITOBA	1.7	0.3	0.0	0.0	8.2	9.1	5.3	6.1
SASKATCHEWAN	6.3	9.3	0.0	0.0	1.3	1.0	2.9	2.8
ALBERTA	20.0	29.7	0.0	0.0	1.7	0.7	7.9	7.2
BRITISH COLUMBIA	5.0	0.2	0.0	0.0	17.0	16.2	11.4	10.8
YUKON	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1
NORTHWEST TERRITORIES	0.4	0.2	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2	0.1
CANADA	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

NOTE:

1. FOR BREAKDOWN OF FOSSIL FUELLED, SEE TABLE 1.5.

TABLE 1.3

ELECTRIC UTILITIES

PROVINCIAL INSTALLED CAPACITY AND GENERATION

BY PRIMARY ENERGY SOURCE

PERCENT OF PROVINCIAL TOTALS

1982

PROVINCE OR TERRITORY	FOSSIL FUELLED		NUCLEAR		HYDROELECTRIC		TOTAL	
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH
NEWFOUNDLAND	11.0	2.8	0.0	0.0	89.0	97.2	100.0	100.0
PRINCE EDWARD ISLAND	100.0	100.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0	100.0
NOVA SCOTIA	80.0	84.1	0.0	0.0	20.0	15.9	100.0	100.0
NEW BRUNSWICK	54.4	63.8	19.5	3.3	26.2	33.0	100.0	100.0
QUEBEC	5.4	0.2	1.4	0.0	93.2	99.8	100.0	100.0
ONTARIO	51.4	32.6	22.5	33.7	26.1	33.7	100.0	100.0
MANITOBA	11.4	1.1	0.0	0.0	88.6	98.9	100.0	100.0
SASKATCHEWAN	75.4	75.9	0.0	0.0	24.6	24.1	100.0	100.0
ALBERTA	88.0	93.5	0.0	0.0	12.0	6.5	100.0	100.0
BRITISH COLUMBIA	15.1	0.4	0.0	0.0	84.9	99.6	100.0	100.0
YUKON	39.1	21.0	0.0	0.0	60.9	79.0	100.0	100.0
NORTHWEST TERRITORIES	72.0	42.7	0.0	0.0	28.0	57.3	100.0	100.0
CANADA	34.6	22.7	8.4	10.7	57.0	66.6	100.0	100.0

NOTE:

1. FOR BREAKDOWN OF FOSSIL FUELLED, SEE TABLE 1.6.

TABLE 1.4

ELECTRIC UTILITIES

PROVINCIAL FOSSIL CAPACITY AND GENERATION

1982

PROVINCE OR TERRITORY	GENERATION (GWH)						CAPACITY (MW)		
	STEAM			INT COMB GAS TURBINE		TOTAL	MULTI FUELLED	NON MULTI FUELLED	TOTAL
	OIL	GAS	COAL						
NEWFOUNDLAND	1115.5	0.0	0.0	89.9	8.1	1213.5	0.0	728.1	728.1
PRINCE EDWARD ISLAND	34.1	0.0	0.0	0.3	0.2	34.5	0.0	118.2	118.2
NOVA SCOTIA	2158.7	0.0	3133.4	0.0	1.1	5293.2	0.0	1422.5	1422.5
NEW BRUNSWICK	3690.7	0.0	1288.7	0.1	0.0	4979.5	200.0	1559.1	1759.1
QUEBEC	-18.6	0.0	0.0	167.3	-4.2	144.6	0.0	1054.2	1054.2
ONTARIO	329.2	31.0	34374.6	1.8	14.3	34750.9	1200.0	11556.7	12756.7
MANITOBA	0.5	0.4	177.9	47.4	0.0	226.3	0.0	469.6	469.6
SASKATCHEWAN	21.1	417.6	6657.9	9.4	61.0	7167.0	0.0	1691.1	1691.1
ALBERTA	5.2	1935.6	20398.5	36.6	534.5	22910.5	0.0	5370.3	5370.3
BRITISH COLUMBIA	0.0	20.5	0.0	149.5	-23.9	146.2	0.0	1330.0	1330.0
YUKON	0.0	0.0	0.0	72.1	0.0	72.1	0.0	36.2	36.2
NORTHWEST TERRITORIES	0.0	0.0	0.0	188.5	0.0	188.5	0.0	112.9	112.9
CANADA	7336.6	2405.1	66031.0	762.9	591.2	77126.7	1400.0	25449.1	26849.1

NOTE:

1. GENERATION FIGURES COMBINE FOSSIL PLANT STATISTICS FROM TABLE 1.4(A),NON MULTI-FUELLED, AND 1.4(B),MULTI-FUELLED PLANTS.

2. CAPACITY FIGURES TAKEN FROM TABLE 1.4(A) AND 1.4(B).

TABLE 1.4(A)

ELECTRIC UTILITIES

PROVINCIAL INSTALLED CAPACITY AND GENERATION

FOSSIL-FUELLED EXCLUDING MULTI-FUELLED UNITS

1982

PROVINCE OR TERRITORY	STEAM						INT.COMBUST.		GAS TURBINE		TOTAL	
	OIL		GAS		COAL							
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH
NEWFOUNDLAND	480.0	1115.5	0.0	0.0	0.0	0.0	77.7	89.9	170.4	8.1	728.1	1213.5
PRINCE EDWARD ISLAND	70.5	34.1	0.0	0.0	0.0	0.0	6.9	0.3	40.9	0.2	118.2	34.5
NOVA SCOTIA	580.5	2089.6	0.0	0.0	637.0	3202.5	0.0	0.0	205.0	1.1	1422.5	5293.2
NEW BRUNSWICK	1445.9	3674.1	0.0	0.0	85.0	480.9	4.8	0.1	23.4	0.0	1559.1	4155.0
QUEBEC	600.0	-18.6	0.0	0.0	0.0	0.0	91.3	167.3	362.9	-4.2	1054.2	144.6
ONTARIO	2295.0	179.2	0.0	0.0	8914.0	34109.9	10.0	1.8	337.7	14.3	11556.7	34305.1
MANITOBA	0.0	0.0	0.0	0.0	419.0	178.8	26.8	47.4	23.8	0.0	469.6	226.3
SASKATCHEWAN	0.0	0.0	346.0	404.8	1233.5	6691.8	7.7	9.4	103.9	61.0	1691.1	7167.0
ALBERTA	345.0	0.3	1058.0	1769.2	3673.0	20569.8	34.6	36.6	259.7	534.5	5370.3	22910.5
BRITISH COLUMBIA	0.0	0.0	912.5	20.5	0.0	0.0	96.3	149.5	321.2	-23.9	1330.0	146.2
YUKON	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	36.2	72.1	0.0	0.0	36.2	72.1
NORTHWEST TERRITORIES	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	112.9	188.5	0.0	0.0	112.9	188.5
CANADA	5816.9	7074.2	2316.5	2194.5	14961.5	65233.7	505.3	762.9	1848.8	591.2	25449.1	75856.5

NOTE: 1. FOR FURTHER BREAKDOWN OF COAL AND OIL FIRED GENERATION, SEE TABLE 1.7

2. FOR TOTAL CANADIAN PICTURE SEE TABLE 1.4 WHICH COMBINES INFORMATION IN TABLES 1.4(A) AND 1.4(B)

TABLE 1.4(B)

ELECTRIC UTILITIES

PROVINCIAL INSTALLED CAPACITY AND GENERATION

MULTI-FUELLED FOSSIL UNITS ONLY

1982

PROVINCE OR TERRITORY	INSTALLED CAPACITY(MW)	ENERGY GENERATED(GWH) COAL	OIL	GAS	TOTAL
NEWFOUNDLAND	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PRINCE EDWARD ISLAND	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NOVA SCOTIA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NEW BRUNSWICK	200.0	809.2	15.3	0.0	824.5
QUEBEC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ONTARIO	1200.0	412.9	1.8	31.0	445.7
MANITOBA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SASKATCHEWAN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ALBERTA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
BRITISH COLUMBIA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
YUKON	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NORTHWEST TERRITORIES	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CANADA	1400.0	1222.1	17.1	31.0	1270.2

NOTE: 1. FOR FURTHER BREAKDOWN OF COAL AND OIL FIRED GENERATION, SEE TABLE 1.7

2. FOR TOTAL CANADIAN PICTURE SEE TABLE 1.4 WHICH COMBINES INFORMATION IN TABLES 1.4(A) AND 1.4(B)

TABLE 1.5

ELECTRIC UTILITIES

PROVINCIAL FOSSIL CAPACITY AND GENERATION

PERCENT OF CANADIAN TOTALS

1982

PROVINCE OR TERRITORY	GENERATION (GWH)						CAPACITY (MW)		
	STEAM			INT COMB GAS TURBINE		TOTAL	MULTI FUELLED	NON MULTI FUELLED	TOTAL
	OIL	GAS	COAL						
NEWFOUNDLAND	15.2	0.0	0.0	11.8	1.4	1.6	0.0	2.9	2.7
PRINCE EDWARD ISLAND	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	0.4
NOVA SCOTIA	29.4	0.0	4.7	0.0	0.2	6.9	0.0	5.6	5.3
NEW BRUNSWICK	50.3	0.0	2.0	0.0	0.0	6.5	14.3	6.1	6.6
QUEBEC	-0.3	0.0	0.0	21.9	-0.7	0.2	0.0	4.1	3.9
ONTARIO	4.5	1.3	52.1	0.2	2.4	45.1	85.7	45.4	47.5
MANITOBA	0.0	0.0	0.3	6.2	0.0	0.3	0.0	1.8	1.7
SASKATCHEWAN	0.3	17.4	10.1	1.2	10.3	9.3	0.0	6.6	6.3
ALBERTA	0.1	80.5	30.9	4.8	90.4	29.7	0.0	21.1	20.0
BRITISH COLUMBIA	0.0	0.9	0.0	19.6	-4.0	0.2	0.0	5.2	5.0
YUKON	0.0	0.0	0.0	9.4	0.0	0.1	0.0	0.1	0.1
NORTHWEST TERRITORIES	0.0	0.0	0.0	24.7	0.0	0.2	0.0	0.4	0.4
CANADA	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

NOTE:

1. GENERATION FIGURES COMBINE FOSSIL PLANT STATISTICS FROM TABLE 1.4(A),NON MULTI-FUELLED, AND 1.4(B),MULTI-FUELLED PLANTS.

2. CAPACITY FIGURES TAKEN FROM TABLE 1.4(A) AND 1.4(B).

TABLE 1.6

ELECTRIC UTILITIES

PROVINCIAL FOSSIL CAPACITY AND GENERATION

PERCENT OF PROVINCIAL TOTALS

1982

PROVINCE OR TERRITORY	GENERATION (GWH)						CAPACITY (MW)		
	STEAM			INT COMB GAS TURBINE		TOTAL	MULTI FUELLED	NON MULTI FUELLED	TOTAL
	OIL	GAS	COAL						
NEWFOUNDLAND	91.9	0.0	0.0	7.4	0.7	100.0	0.0	100.0	100.0
PRINCE EDWARD ISLAND	98.7	0.0	0.0	0.7	0.6	100.0	0.0	100.0	100.0
NOVA SCOTIA	40.8	0.0	59.2	0.0	0.0	100.0	0.0	100.0	100.0
NEW BRUNSWICK	74.1	0.0	25.9	0.0	0.0	100.0	11.4	88.6	100.0
QUEBEC	-12.8	0.0	0.0	115.7	-2.9	100.0	0.0	100.0	100.0
ONTARIO	0.9	0.1	98.9	0.0	0.0	100.0	9.4	90.6	100.0
MANITOBA	0.2	0.2	78.6	21.0	0.0	100.0	0.0	100.0	100.0
SASKATCHEWAN	0.3	5.8	92.9	0.1	0.9	100.0	0.0	100.0	100.0
ALBERTA	0.0	8.4	89.0	0.2	2.3	100.0	0.0	100.0	100.0
BRITISH COLUMBIA	0.0	14.0	0.0	102.3	-16.3	100.0	0.0	100.0	100.0
YUKON	0.0	0.0	0.0	100.0	0.0	100.0	0.0	100.0	100.0
NORTHWEST TERRITORIES	0.0	0.0	0.0	100.0	0.0	100.0	0.0	100.0	100.0
CANADA	9.5	3.1	85.6	1.0	0.8	100.0	5.2	94.8	100.0

NOTE:

1. GENERATION FIGURES COMBINE FOSSIL PLANT STATISTICS FROM TABLE 1.4(A),NON MULTI-FUELLED, AND 1.4(B),MULTI-FUELLED PLANTS.

2. CAPACITY FIGURES TAKEN FROM TABLE 1.4(A) AND 1.4(B).

TABLE 1.7

ELECTRIC UTILITIES

PROVINCIAL GENERATION BY TYPE OF COAL AND OIL (GWH)

1982

PROVINCE OR TERRITORY	COAL					OIL			
	BITUMINOUS CANADIAN	BITUMINOUS IMPORTED	SUB-BITUMINOUS	LIGNITE	TOTAL COAL	LIGHT	HEAVY	DIESEL	TOTAL OIL
NEWFOUNDLAND	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.9	1114.0	91.7	1213.5
PRINCE EDWARD ISLAND	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	34.2	0.4	34.5
NOVA SCOTIA	3133.4	0.0	0.0	0.0	3133.4	9.8	2148.9	1.1	2159.8
NEW BRUNSWICK	1288.7	0.0	0.0	0.0	1288.7	18.1	3672.5	0.1	3690.8
QUEBEC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	74.0	13.4	57.2	144.6
ONTARIO	5378.3	28036.1	0.0	960.2	34374.6	167.0	176.9	0.3	344.2
MANITOBA	0.0	0.0	0.0	177.9	177.9	0.5	0.0	47.4	48.0
SASKATCHEWAN	0.0	0.0	48.4	6609.5	6657.9	19.6	1.5	9.4	30.6
ALBERTA	496.9	0.0	19901.5	0.0	20398.5	0.3	0.0	13.6	13.9
BRITISH COLUMBIA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-2.0	0.0	93.3	91.4
YUKON	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	72.1	72.1
NORTHWEST TERRITORIE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	21.0	167.5	188.5
CANADA	10297.3	28036.1	19949.9	7747.7	66031.0	295.3	7182.3	554.2	8031.8

TABLE 1.8

ELECTRIC UTILITIES

GENERATION DATA FOR CANADA

1982

FUEL	QUANTITY CONSUMED (1)	AVERAGE HEAT CONTENT (2)	COST $('000)	% TOTAL FUEL COST	GENERATION GWH	% TOTAL GENERATION	COST/UNIT QUANTITY (3)	COST $/GJ	MILLS/ KWH
COAL									
-BITUMINOUS	13943.1	28089.5	853520.9	53.7	38333.4	11.3	61.215	2.18	22.27
-SUB-BITUMINOUS	12672.1	17987.1	107588.1	6.8	19949.9	5.9	8.490	0.47	5.39
-LIGNITE	6769.7	14363.6	72821.8	4.6	7747.7	2.3	10.757	0.75	9.40
-TOTAL	33384.8	21471.5	1033930.8	65.0	66031.0	19.5	30.970	1.44	15.66
OIL									
-LIGHT	90170.0	38202.3	20458.2	1.3	295.3	0.1	226.885	5.94	69.27
-HEAVY	1852278.0	41652.0	278218.0	17.5	7182.3	2.1	150.203	3.61	38.74
-DIESEL	191926.0	37803.3	61799.1	3.9	554.2	0.2	321.994	8.52	111.52
-TOTAL	2134374.0	41160.2	360475.4	22.7	8031.8	2.4	168.890	4.10	44.88
NATURAL GAS	1095.4	38121.6	92403.2	5.8	3063.9	0.9	84.357	2.21	30.16
URANIUM	637403.0	703314.1	103908.3	6.5	36153.5	10.7	163.018	0.23	2.87
HYDROELECTRIC					226049.8	66.6			
TOTAL			1590717.6	100.0	339330.0	100.0			4.69

NOTE (1) QUANTITY CONSUMED IS MEASURED IN THOUSANDS OF TONNES (COAL), KILOLITRES (OIL), MILLIONS OF CUBIC METRES (GAS), AND KILOGRAMS (CONTAINED URANIUM)

(2) AVERAGE HEAT CONTENT IS MEASURED IN KILOJOULES/KILOGRAM (COAL), KILOJOULES/LITRE (OIL), KILOJOULES/CUBIC METRE (GAS), AND KILOJOULES/GRAM (CONTAINED URANIUM)

(3) UNIT QUANTITY IS MEASURED IN TONNES (COAL), KILOLITRES (OIL), THOUSANDS OF CUBIC METRES (GAS), AND KILOGRAMS (CONTAINED URANIUM)

TABLE 2.1

ELECTRIC UTILITIES

GENERATION DATA FOR NEWFOUNDLAND

1982

FUEL	QUANTITY CONSUMED (1)	AVERAGE HEAT CONTENT (2)	COST $('000)	% TOTAL FUEL COST	GENERATION GWH	% TOTAL GENERATION	COST/UNIT QUANTITY (3)	COST $/GJ	MILLS/ KWH
COAL									
-BITUMINOUS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-SUB-BITUMINOUS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-LIGNITE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-TOTAL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
OIL									
-LIGHT	3183.0	37581.0	749.5	1.4	7.9	0.0	235.481	6.27	95.31
-HEAVY	294430.0	41788.4	40288.9	77.6	1114.0	2.5	136.837	3.27	36.17
-DIESEL	38765.0	38453.2	10888.5	21.0	91.7	0.2	280.885	7.30	118.74
-TOTAL	336378.0	41364.2	51926.9	100.0	1213.5	2.8	154.371	3.73	42.79
NATURAL GAS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
URANIUM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HYDROELECTRIC					42664.3	97.2			
TOTAL			51926.9	100.0	43877.8	100.0			1.18

NOTE (1) QUANTITY CONSUMED IS MEASURED IN THOUSANDS OF TONNES (COAL), KILOLITRES (OIL), MILLIONS OF CUBIC METRES (GAS), AND KILOGRAMS (CONTAINED URANIUM)

(2) AVERAGE HEAT CONTENT IS MEASURED IN KILOJOULES/KILOGRAM (COAL), KILOJOULES/LITRE (OIL), KILOJOULES/CUBIC METRE (GAS), AND KILOJOULES/GRAM (CONTAINED URANIUM)

(3) UNIT QUANTITY IS MEASURED IN TONNES (COAL), KILOLITRES (OIL), THOUSANDS OF CUBIC METRES (GAS), AND KILOGRAMS (CONTAINED URANIUM)

ELECTRIC UTILITIES

GENERATION DATA FOR PRINCE EDWARD ISLAND

1982

FUEL	QUANTITY CONSUMED (1)	AVERAGE HEAT CONTENT (2)	COST $('000)	% TOTAL FUEL COST	GENERATION GWH	% TOTAL GENERATION	COST/UNIT QUANTITY (3)	COST $/GJ	MILLS/ KWH
COAL									
-BITUMINOUS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-SUB-BITUMINOUS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-LIGNITE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-TOTAL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
OIL									
-LIGHT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-HEAVY	18671.0	41847.6	3062.9	97.0	34.2	99.0	164.044	3.92	89.68
-DIESEL	454.0	36000.0	96.0	3.0	0.4	1.0	211.394	5.87	267.33
-TOTAL	19125.0	41708.8	3158.8	100.0	34.5	100.0	165.168	3.96	91.53
NATURAL GAS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
URANIUM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HYDROELECTRIC					0.0	0.0			
TOTAL			3158.8	100.0	34.5	100.0			91.53

NOTE (1) QUANTITY CONSUMED IS MEASURED IN THOUSANDS OF TONNES (COAL), KILOLITRES (OIL), MILLIONS OF CUBIC METRES (GAS), AND KILOGRAMS (CONTAINED URANIUM)

(2) AVERAGE HEAT CONTENT IS MEASURED IN KILOJOULES/KILOGRAM (COAL), KILOJOULES/LITRE (OIL), KILOJOULES/CUBIC METRE (GAS), AND KILOJOULES/GRAM (CONTAINED URANIUM)

(3) UNIT QUANTITY IS MEASURED IN TONNES (COAL), KILOLITRES (OIL), THOUSANDS OF CUBIC METRES (GAS), AND KILOGRAMS (CONTAINED URANIUM)

TABLE 2.3

ELECTRIC UTILITIES

GENERATION DATA FOR NOVA SCOTIA

1982

FUEL	QUANTITY CONSUMED (1)	AVERAGE HEAT CONTENT (2)	COST $('000)	% TOTAL FUEL COST	GENERATION GWH	% TOTAL GENERATION	COST/UNIT QUANTITY (3)	COST $/GJ	MILLS/ KWH
COAL									
-BITUMINOUS	1300.2	26464.2	55651.4	41.2	3133.4	49.8	42.802	1.62	17.76
-SUB-BITUMINOUS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-LIGNITE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-TOTAL	1300.2	26464.2	55651.4	41.2	3133.4	49.8	42.802	1.62	17.76
OIL									
-LIGHT	2923.8	37581.7	498.9	0.4	9.8	0.2	170.664	4.54	50.83
-HEAVY	489960.0	42035.4	78613.9	58.3	2148.9	34.1	160.450	3.82	36.59
-DIESEL	1093.0	37581.1	148.9	0.1	1.1	0.0	136.272	3.63	130.88
-TOTAL	493976.0	41999.2	79261.7	58.8	2159.8	34.3	160.457	3.82	36.70
NATURAL GAS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
URANIUM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HYDROELECTRIC					1004.0	15.9			
TOTAL			134913.1	100.0	6297.2	100.0			21.42

NOTE (1) QUANTITY CONSUMED IS MEASURED IN THOUSANDS OF TONNES (COAL), KILOLITRES (OIL), MILLIONS OF CUBIC METRES (GAS), AND KILOGRAMS (CONTAINED URANIUM)

(2) AVERAGE HEAT CONTENT IS MEASURED IN KILOJOULES/KILOGRAM (COAL), KILOJOULES/LITRE (OIL), KILOJOULES/CUBIC METRE (GAS), AND KILOJOULES/GRAM (CONTAINED URANIUM)

(3) UNIT QUANTITY IS MEASURED IN TONNES (COAL), KILOLITRES (OIL), THOUSANDS OF CUBIC METRES (GAS), AND KILOGRAMS (CONTAINED URANIUM)

ELECTRIC UTILITIES

GENERATION DATA FOR NEW BRUNSWICK

1982

FUEL	QUANTITY CONSUMED (1)	AVERAGE HEAT CONTENT (2)	COST $('000)	% TOTAL FUEL COST	GENERATION GWH	% TOTAL GENERATION	COST/UNIT QUANTITY (3)	COST $/GJ	MILLS/ KWH
COAL									
-BITUMINOUS	547.6	26900.6	30522.7	17.1	1288.7	16.5	55.735	2.07	23.68
-SUB-BITUMINOUS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-LIGNITE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-TOTAL	547.6	26900.6	30522.7	17.1	1288.7	16.5	55.735	2.07	23.68
OIL									
-LIGHT	5543.0	38741.0	1323.0	0.7	18.1	0.2	238.687	6.16	72.91
-HEAVY	960131.0	41454.7	146029.0	81.8	3672.5	47.0	152.093	3.67	39.76
-DIESEL	120.0	39145.1	22.5	0.0	0.1	0.0	187.667	4.79	242.15
-TOTAL	965794.0	41438.8	147374.5	82.6	3690.8	47.3	152.594	3.68	39.93
NATURAL GAS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
URANIUM	4803.0	566145.0	582.7	0.3	254.1	3.3	121.316	0.21	2.29
HYDROELECTRIC					2575.7	33.0			
TOTAL			178480.0	100.0	7809.4	100.0			22.85

NOTE (1) QUANTITY CONSUMED IS MEASURED IN THOUSANDS OF TONNES (COAL), KILOLITRES (OIL), MILLIONS OF CUBIC METRES (GAS), AND KILOGRAMS (CONTAINED URANIUM)

(2) AVERAGE HEAT CONTENT IS MEASURED IN KILOJOULES/KILOGRAM (COAL), KILOJOULES/LITRE (OIL), KILOJOULES/CUBIC METRE (GAS), AND KILOJOULES/GRAM (CONTAINED URANIUM)

(3) UNIT QUANTITY IS MEASURED IN TONNES (COAL), KILOLITRES (OIL), THOUSANDS OF CUBIC METRES (GAS), AND KILOGRAMS (CONTAINED URANIUM)

TABLE 2.5

ELECTRIC UTILITIES

GENERATION DATA FOR QUEBEC

1982

FUEL	QUANTITY CONSUMED (1)	AVERAGE HEAT CONTENT (2)	COST $('000)	% TOTAL FUEL COST	GENERATION GWH	% TOTAL GENERATION	COST/UNIT QUANTITY (3)	COST $/GJ	MILLS/ KWH
COAL									
-BITUMINOUS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-SUB-BITUMINOUS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-LIGNITE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-TOTAL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
OIL									
-LIGHT	21978.0	37948.3	6166.8	36.8	74.0	0.1	280.590	7.39	83.35
-HEAVY	27086.0	41472.6	2875.2	17.2	13.4	0.0	106.152	2.56	214.15
-DIESEL	19704.0	37119.9	7693.9	46.0	57.2	0.1	390.472	10.52	134.59
-TOTAL	68768.0	39099.1	16735.9	100.0	144.6	0.2	243.367	6.22	115.75
NATURAL GAS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
URANIUM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HYDROELECTRIC					82520.7	99.8			
TOTAL			16735.9	100.0	82665.3	100.0			0.20

NOTE (1) QUANTITY CONSUMED IS MEASURED IN THOUSANDS OF TONNES (COAL), KILOLITRES (OIL), MILLIONS OF CUBIC METRES (GAS), AND KILOGRAMS (CONTAINED URANIUM)

(2) AVERAGE HEAT CONTENT IS MEASURED IN KILOJOULES/KILOGRAM (COAL), KILOJOULES/LITRE (OIL), KILOJOULES/CUBIC METRE (GAS), AND KILOJOULES/GRAM (CONTAINED URANIUM)

(3) UNIT QUANTITY IS MEASURED IN TONNES (COAL), KILOLITRES (OIL), THOUSANDS OF CUBIC METRES (GAS), AND KILOGRAMS (CONTAINED URANIUM)

TABLE 2.6

ELECTRIC UTILITIES

GENERATION DATA FOR ONTARIO

1982

FUEL	QUANTITY CONSUMED (1)	AVERAGE HEAT CONTENT (2)	COST $('000)	% TOTAL FUEL COST	GENERATION GWH	% TOTAL GENERATION	COST/UNIT QUANTITY (3)	COST $/GJ	MILLS/ KWH
COAL									
-BITUMINOUS	11569.3	28925.9	765428.7	83.9	33414.3	31.4	66.160	2.29	22.91
-SUB-BITUMINOUS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-LIGNITE	720.1	15415.0	25450.0	2.8	960.2	0.9	35.341	2.29	26.50
-TOTAL	12289.4	28134.2	790878.7	86.7	34374.6	32.3	64.355	2.29	23.01
OIL									
-LIGHT	50286.0	38176.0	9993.9	1.1	167.0	0.2	198.741	5.21	59.84
-HEAVY	55683.0	40969.0	6084.1	0.7	176.9	0.2	109.263	2.67	34.3e
-DIESEL	92.8	37697.0	39.8	0.0	0.3	0.0	432.924	11.48	128.90
-TOTAL	106061.0	39641.9	16117.8	1.8	344.2	0.3	151.967	3.83	46.83
NATURAL GAS	11.8	36825.1	1697.8	0.2	32.1	0.0	143.929	3.91	52.91
URANIUM	632600.0	704355.6	103325.6	11.3	35899.4	33.7	163.335	0.23	2.88
HYDROELECTRIC					35868.8	33.7			
TOTAL			912019.9	100.0	106519.0	100.0			8.56

NOTE (1) QUANTITY CONSUMED IS MEASURED IN THOUSANDS OF TONNES (COAL), KILOLITRES (OIL), MILLIONS OF CUBIC METRES(GAS), AND KILOGRAMS (CONTAINED URANIUM)

(2) AVERAGE HEAT CONTENT IS MEASURED IN KILOJOULES/KILOGRAM (COAL), KILOJOULES/LITRE (OIL), KILOJOULES/CUBIC METRE (GAS), AND KILOJOULES/GRAM (CONTAINED URANIUM)

(3) UNIT QUANTITY IS MEASURED IN TONNES (COAL), KILOLITRES (OIL), THOUSANDS OF CUBIC METRES (GAS), AND KILOGRAMS (CONTAINED URANIUM)

TABLE 2.7

ELECTRIC UTILITIES

GENERATION DATA FOR MANITOBA

1982

FUEL	QUANTITY CONSUMED (1)	AVERAGE HEAT CONTENT (2)	COST $('000)	% TOTAL FUEL COST	GENERATION GWH	% TOTAL GENERATION	COST/UNIT QUANTITY (3)	COST $/GJ	MILLS/ KWH
COAL									
-BITUMINOUS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-SUB-BITUMINOUS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-LIGNITE	182.4	16214.2	3497.7	42.3	177.9	0.9	19.173	1.18	19.66
-TOTAL	182.4	16214.2	3497.7	42.3	177.9	0.9	19.173	1.18	19.66
OIL									
-LIGHT	282.0	37908.4	73.3	0.9	0.5	0.0	260.099	6.86	138.13
-HEAVY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-DIESEL	16121.0	38288.2	4686.3	56.6	47.4	0.2	290.697	7.59	98.78
-TOTAL	16403.0	38281.7	4759.7	57.5	48.0	0.2	290.171	7.58	99.21
NATURAL GAS	0.2	37223.0	18.2	0.2	0.4	0.0	108.137	2.91	45.65
URANIUM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HYDROELECTRIC					20495.1	98.9			
TOTAL			8275.5	100.0	20721.4	100.0			0.40

NOTE (1) QUANTITY CONSUMED IS MEASURED IN THOUSANDS OF TONNES (COAL), KILOLITRES (OIL), MILLIONS OF CUBIC METRES (GAS), AND KILOGRAMS (CONTAINED URANIUM)

(2) AVERAGE HEAT CONTENT IS MEASURED IN KILOJOULES/KILOGRAM (COAL), KILOJOULES/LITRE (OIL), KILOJOULES/CUBIC METRE (GAS), AND KILOJOULES/GRAM (CONTAINED URANIUM)

(3) UNIT QUANTITY IS MEASURED IN TONNES (COAL), KILOLITRES (OIL), THOUSANDS OF CUBIC METRES (GAS), AND KILOGRAMS (CONTAINED URANIUM)

TABLE 2.8

ELECTRIC UTILITIES

GENERATION DATA FOR SASKATCHEWAN

1982

FUEL	QUANTITY CONSUMED (1)	AVERAGE HEAT CONTENT (2)	COST $('000)	% TOTAL FUEL COST	GENERATION GWH	% TOTAL GENERATION	COST/UNIT QUANTITY (3)	COST $/GJ	MILLS/ KWH
COAL									
-BITUMINOUS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-SUB-BITUMINOUS	40.4	18135.0	1248.3	1.8	48.4	0.5	30.927	1.71	25.80
-LIGNITE	5867.1	14177.0	43874.2	62.4	6609.5	70.0	7.478	0.53	6.64
-TOTAL	5907.5	14204.0	45122.5	64.2	6657.9	70.5	7.638	0.54	6.78
OIL									
-LIGHT	5854.0	39440.0	1636.7	2.3	19.6	0.2	279.591	7.09	83.35
-HEAVY	541.0	41760.0	27.2	0.0	1.5	0.0	50.235	1.20	18.54
-DIESEL	3727.0	38277.0	1213.1	1.7	9.4	0.1	325.496	8.50	128.39
-TOTAL	10122.0	39135.8	2877.0	4.1	30.6	0.3	284.235	7.26	94.17
NATURAL GAS	195.4	36774.6	22304.0	31.7	478.6	5.1	114.142	3.10	46.61
URANIUM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HYDROELECTRIC					2279.7	24.1			
TOTAL			70303.5	100.0	9446.7	100.0			7.44

NOTE (1) QUANTITY CONSUMED IS MEASURED IN THOUSANDS OF TONNES (COAL), KILOLITRES (OIL), MILLIONS OF CUBIC METRES (GAS), AND KILOGRAMS (CONTAINED URANIUM)

(2) AVERAGE HEAT CONTENT IS MEASURED IN KILOJOULES/KILOGRAM (COAL), KILOJOULES/LITRE (OIL), KILOJOULES/CUBIC METRE (GAS), AND KILOJOULES/GRAM (CONTAINED URANIUM)

(3) UNIT QUANTITY IS MEASURED IN TONNES (COAL), KILOLITRES (OIL), THOUSANDS OF CUBIC METRES (GAS), AND KILOGRAMS (CONTAINED URANIUM)

TABLE 2.9

ELECTRIC UTILITIES

GENERATION DATA FOR ALBERTA

1982

FUEL	QUANTITY CONSUMED (1)	AVERAGE HEAT CONTENT (2)	COST $('000)	% TOTAL FUEL COST	GENERATION GWH	% TOTAL GENERATION	COST/UNIT QUANTITY (3)	COST $/GJ	MILLS/ KWH
COAL									
-BITUMINOUS	526.0	14946.0	1918.0	1.1	496.9	2.0	3.647	0.24	3.86
-SUB-BITUMINOUS	12631.7	17986.6	106339.8	60.7	19901.5	81.2	8.418	0.47	5.34
-LIGNITE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-TOTAL	13157.6	17865.1	108257.7	61.8	20398.5	83.3	8.228	0.46	5.31
OIL									
-LIGHT	109.0	43330.0	13.9	0.0	0.3	0.0	127.431	2.94	42.48
-HEAVY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-DIESEL	5769.0	37833.4	1599.7	0.9	13.6	0.1	277.297	7.33	118.04
-TOTAL	5878.0	37935.3	1613.6	0.9	13.9	0.1	274.518	7.24	116.25
NATURAL GAS	860.9	38445.9	65427.9	37.3	2498.1	10.2	75.999	1.98	26.19
URANIUM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HYDROELECTRIC					1590.4	6.5			
TOTAL			175299.3	100.0	24500.9	100.0			7.15

NOTE (1) QUANTITY CONSUMED IS MEASURED IN THOUSANDS OF TONNES (COAL), KILOLITRES (OIL), MILLIONS OF CUBIC METRES (GAS), AND KILOGRAMS (CONTAINED URANIUM)

(2) AVERAGE HEAT CONTENT IS MEASURED IN KILOJOULES/KILOGRAM (COAL), KILOJOULES/LITRE (OIL), KILOJOULES/CUBIC METRE (GAS), AND KILOJOULES/GRAM (CONTAINED URANIUM)

(3) UNIT QUANTITY IS MEASURED IN TONNES (COAL), KILOLITRES (OIL), THOUSANDS OF CUBIC METRES (GAS), AND KILOGRAMS (CONTAINED URANIUM)

TABLE 2.10

ELECTRIC UTILITIES

GENERATION DATA FOR BRITISH COLUMBIA

1982

FUEL	QUANTITY CONSUMED (1)	AVERAGE HEAT CONTENT (2)	COST $('000)	% TOTAL FUEL COST	GENERATION GWH	% TOTAL GENERATION	COST/UNIT QUANTITY (3)	COST $/GJ	MILLS/ KWH
COAL									
-BITUMINOUS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-SUB-BITUMINOUS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-LIGNITE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-TOTAL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
OIL									
-LIGHT	12.0	37500.0	2.2	0.0	-2.0	-0.0	181.667	4.84*******	
-HEAVY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-DIESEL	30315.0	36126.9	10242.0	77.6	93.3	0.3	337.852	9.35	109.73
-TOTAL	30327.0	36127.4	10244.2	77.6	91.4	0.2	337.790	9.35	112.12
NATURAL GAS	27.1	38102.1	2955.3	22.4	54.8	0.1	109.009	2.86	53.93
URANIUM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HYDROELECTRIC					36526.5	99.6			
TOTAL			13199.5	100.0	36672.7	100.0			0.36

NOTE (1) QUANTITY CONSUMED IS MEASURED IN THOUSANDS OF TONNES (COAL), KILOLITRES (OIL), MILLIONS OF CUBIC METRES (GAS), AND KILOGRAMS (CONTAINED URANIUM)

(2) AVERAGE HEAT CONTENT IS MEASURED IN KILOJOULES/KILOGRAM (COAL), KILOJOULES/LITRE (OIL), KILOJOULES/CUBIC METRE (GAS), AND KILOJOULES/GRAM (CONTAINED URANIUM)

(3) UNIT QUANTITY IS MEASURED IN TONNES (COAL), KILOLITRES (OIL), THOUSANDS OF CUBIC METRES (GAS), AND KILOGRAMS (CONTAINED URANIUM)

TABLE 2.11

ELECTRIC UTILITIES

GENERATION DATA FOR YUKON

1982

FUEL	QUANTITY CONSUMED (1)	AVERAGE HEAT CONTENT (2)	COST $('000)	% TOTAL FUEL COST	GENERATION GWH	% TOTAL GENERATION	COST/UNIT QUANTITY (3)	COST $/GJ	MILLS/ KWH
COAL									
-BITUMINOUS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-SUB-BITUMINOUS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-LIGNITE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-TOTAL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
OIL									
-LIGHT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-HEAVY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-DIESEL	22679.0	38173.6	7554.2	100.0	72.1	20.9	333.094	8.73	104.79
-TOTAL	22679.0	38173.6	7554.2	100.0	72.1	20.9	333.094	8.73	104.79
NATURAL GAS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
URANIUM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HYDROELECTRIC					272.0	79.1			
TOTAL			7554.2	100.0	344.1	100.0			21.95

NOTE (1) QUANTITY CONSUMED IS MEASURED IN THOUSANDS OF TONNES (COAL), KILOLITRES (OIL), MILLIONS OF CUBIC METRES (GAS), AND KILOGRAMS (CONTAINED URANIUM)

(2) AVERAGE HEAT CONTENT IS MEASURED IN KILOJOULES/KILOGRAM (COAL), KILOJOULES/LITRE (OIL), KILOJOULES/CUBIC METRE (GAS), AND KILOJOULES/GRAM (CONTAINED URANIUM)

(3) UNIT QUANTITY IS MEASURED IN TONNES (COAL), KILOLITRES (OIL), THOUSANDS OF CUBIC METRES (GAS), AND KILOGRAMS (CONTAINED URANIUM)

TABLE 2.12

ELECTRIC UTILITIES

GENERATION DATA FOR NORTHWEST TERRITORIES

1982

FUEL	QUANTITY CONSUMED (1)	AVERAGE HEAT CONTENT (2)	COST $('000)	% TOTAL FUEL COST	GENERATION GWH	% TOTAL GENERATION	COST/UNIT QUANTITY (3)	COST $/GJ	MILLS/ KWH
COAL									
-BITUMINOUS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-SUB-BITUMINOUS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-LIGNITE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-TOTAL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
OIL									
-LIGHT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-HEAVY	5776.0	41757.0	1236.9	6.6	21.0	4.8	214.148	5.13	59.02
-DIESEL	53087.0	38214.7	17614.1	93.4	167.5	38.0	331.796	8.68	105.14
-TOTAL	58863.0	38562.3	18851.0	100.0	188.5	42.7	320.252	8.30	100.01
NATURAL GAS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
URANIUM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HYDROELECTRIC					252.6	57.3			
TOTAL			18851.0	100.0	441.1	100.0			42.74

NOTE (1) QUANTITY CONSUMED IS MEASURED IN THOUSANDS OF TONNES (COAL), KILOLITRES (OIL), MILLIONS OF CUBIC METRES(GAS), AND KILOGRAMS (CONTAINED URANIUM)

(2) AVERAGE HEAT CONTENT IS MEASURED IN KILOJOULES/KILOGRAM (COAL), KILOJOULES/LITRE (OIL), KILOJOULES/CUBIC METRE (GAS), AND KILOJOULES/GRAM (CONTAINED URANIUM)

(3) UNIT QUANTITY IS MEASURED IN TONNES (COAL), KILOLITRES (OIL), THOUSANDS OF CUBIC METRES (GAS), AND KILOGRAMS (CONTAINED URANIUM)

TABLE 3.1

ELECTRIC UTILITIES

PROVINCIAL CONSUMPTION AND COST

BITUMINOUS COAL

1982

PROVINCE OR TERRITORY	QUANTITY TONNES	HEAT CONTENT KJ/KG	COST THOUSAND $	GENERATION GWH	COST $/TONNE	COST $/GJ	COST MILLS/KWH
NEWFOUNDLAND	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PRINCE EDWARD ISLAND	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NOVA SCOTIA	1300194.0	26464.2	55651.4	3133.4	42.802	1.617	17.76
NEW BRUNSWICK	547638.0	26900.6	30522.7	1298.7	55.735	2.072	23.69
QUEBEC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ONTARIO	11569274.0	28925.9	765428.7	33414.3	66.160	2.287	22.91
MANITOBA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SASKATCHEWAN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ALBERTA	525951.0	14946.0	1918.0	496.9	3.647	0.244	3.86
BRITISH COLUMBIA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
YUKON	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NORTHWEST TERRITORIES	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CANADA	13943057.0	28089.5	853520.9	38333.4	61.215	2.179	22.27

TABLE 3.2

ELECTRIC UTILITIES

PROVINCIAL CONSUMPTION AND COST

SUB-BITUMINOUS COAL

1982

PROVINCE OR TERRITORY	QUANTITY TONNES	HEAT CONTENT KJ/KG	COST THOUSAND $	GENERATION GWH	COST $/TONNE	COST $/GJ	COST MILLS/KWH
NEWFOUNDLAND	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PRINCE EDWARD ISLAND	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NOVA SCOTIA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NEW BRUNSWICK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
QUEBEC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ONTARIO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MANITOBA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SASKATCHEWAN	40363.0	18135.0	1248.3	48.4	30.927	1.705	25.80
ALBERTA	12631696.0	17986.6	106339.8	19901.5	8.418	0.468	5.34
BRITISH COLUMBIA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
YUKON	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NORTHWEST TERRITORIES	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CANADA	12672059.0	17987.1	107588.1	19949.9	8.490	0.472	5.39

TABLE 3.3

ELECTRIC UTILITIES

PROVINCIAL CONSUMPTION AND COST

LIGNITE

1982

PROVINCE OR TERRITORY	QUANTITY TONNES	HEAT CONTENT KJ/KG	COST THOUSAND $	GENERATION GWH	COST $/TONNE	COST $/GJ	COST MILLS/KWH
NEWFOUNDLAND	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PRINCE EDWARD ISLAND	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NOVA SCOTIA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NEW BRUNSWICK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
QUEBEC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ONTARIO	720129.0	15415.0	25450.0	960.2	35.341	2.293	26.50
MANITOBA	182422.0	16214.2	3497.7	177.9	19.173	1.183	19.66
SASKATCHEWAN	5867113.0	14177.0	43874.2	6609.5	7.478	0.527	6.64
ALBERTA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
BRITISH COLUMBIA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
YUKON	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NORTHWEST TERRITORIES	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CANADA	6769664.0	14363.6	72821.8	7747.7	10.757	0.749	9.40

TABLE 3.4

ELECTRIC UTILITIES

PROVINCIAL CONSUMPTION AND COST

LIGHT OIL

1982

PROVINCE OR TERRITORY	QUANTITY KILOLITRES	HEAT CONTENT KJ/LITRE	COST THOUSAND $	GENERATION GWH	••••••••••••••COST•••••••••••••• $/KILOLITRE	$/GJ	MILLS/KWH
NEWFOUNDLAND	3183.0	37581.0	749.5	7.9	235.481	6.266	95.31
PRINCE EDWARD ISLAND	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NOVA SCOTIA	2923.0	37581.7	498.9	9.8	170.664	4.541	50.83
NEW BRUNSWICK	5543.0	38741.0	1323.0	18.1	238.687	6.161	72.91
QUEBEC	21978.0	37948.3	6166.8	74.0	280.590	7.394	83.35
ONTARIO	50286.0	38176.0	9993.9	167.0	198.741	5.206	59.84
MANITOBA	282.0	37908.4	73.3	0.5	260.099	6.861	138.13
SASKATCHEWAN	5854.0	39440.0	1636.7	19.6	279.591	7.089	83.35
ALBERTA	109.0	43330.0	13.9	0.3	127.431	2.941	42.48
BRITISH COLUMBIA	12.0	37500.0	2.2	-2.0	181.667	4.844	••••••
YUKON	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NORTHWEST TERRITORIES	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CANADA	90170.0	38202.3	20458.2	295.3	226.885	5.939	69.27

TABLE 3.5

ELECTRIC UTILITIES

PROVINCIAL CONSUMPTION AND COST

HEAVY OIL

1982

PROVINCE OR TERRITORY	QUANTITY KILOLITRES	HEAT CONTENT KJ/LITRE	COST THOUSAND $	GENERATION GWH	COST $/KILOLITRE	COST $/GJ	COST MILLS/KWH
NEWFOUNDLAND	294430.0	41788.4	40286.9	1114.0	136.837	3.275	36.17
PRINCE EDWARD ISLAND	18671.0	41847.6	3062.9	34.2	164.044	3.920	89.68
NOVA SCOTIA	489960.0	42035.4	78613.9	2148.9	160.450	3.817	36.58
NEW BRUNSWICK	960131.0	41454.7	146029.0	3672.5	152.093	3.669	39.76
QUEBEC	27086.0	41472.6	2875.2	13.4	106.152	2.560	214.15
ONTARIO	55683.0	40969.0	6084.1	176.9	109.263	2.667	34.39
MANITOBA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SASKATCHEWAN	541.0	41768.8	27.2	1.5	50.235	1.203	18.54
ALBERTA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
BRITISH COLUMBIA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
YUKON	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NORTHWEST TERRITORIES	5776.0	41757.0	1236.9	21.0	214.148	5.128	59.02
CANADA	1852278.0	41652.0	278218.0	7182.3	150.203	3.606	38.74

TABLE 3.6

ELECTRIC UTILITIES

PROVINCIAL CONSUMPTION AND COST

DIESEL OIL

1982

PROVINCE OR TERRITORY	QUANTITY KILOLITRES	HEAT CONTENT KJ/LITRE	COST THOUSAND $	GENERATION GWH	COST $/KILOLITRE	COST $/GJ	COST MILLS/KWH
NEWFOUNDLAND	38765.0	38453.2	10888.5	91.7	280.885	7.305	118.74
PRINCE EDWARD ISLAND	454.0	36000.0	96.0	0.4	211.394	5.872	267.33
NOVA SCOTIA	1093.0	37581.1	148.9	1.1	136.272	3.626	130.88
NEW BRUNSWICK	120.0	39145.1	22.5	0.1	187.667	4.794	242.15
QUEBEC	19704.0	37119.9	7693.9	57.2	390.472	10.519	134.59
ONTARIO	92.0	37697.0	39.8	0.3	432.924	11.484	128.90
MANITOBA	16121.0	38288.2	4686.3	47.4	290.697	7.592	98.78
SASKATCHEWAN	3727.0	38277.0	1213.1	9.4	325.496	8.504	128.39
ALBERTA	5769.0	37833.4	1599.7	13.6	277.297	7.329	118.04
BRITISH COLUMBIA	30315.0	36126.9	10242.0	93.3	337.852	9.352	109.73
YUKON	22679.0	38173.6	7554.2	72.1	333.094	8.726	104.79
NORTHWEST TERRITORIES	53087.0	38214.7	17614.1	167.5	331.796	8.682	105.14
CANADA	191926.0	37803.3	61799.1	554.2	321.994	8.518	111.52

TABLE 3.7

ELECTRIC UTILITIES

PROVINCIAL CONSUMPTION AND COST

NATURAL GAS

1982

PROVINCE OR TERRITORY	QUANTITY MILLION CU M	HEAT CONTENT KJ/CU M	COST THOUSAND $	GENERATION GWH	COST $/THOUS CU M	COST $/GJ	COST MILLS/KWH
NEWFOUNDLAND	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PRINCE EDWARD ISLAND	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NOVA SCOTIA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NEW BRUNSWICK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
QUEBEC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ONTARIO	11.8	36825.1	1697.8	32.1	143.929	3.908	52.91
MANITOBA	0.2	37223.0	18.2	0.4	108.137	2.905	45.65
SASKATCHEWAN	195.4	36774.6	22304.0	478.6	114.142	3.104	46.61
ALBERTA	860.9	38445.9	65427.9	2498.1	75.999	1.977	26.19
BRITISH COLUMBIA	27.1	38102.1	2955.3	54.8	109.089	2.861	53.93
YUKON	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NORTHWEST TERRITORIES	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CANADA	1095.4	38121.6	92403.2	3063.9	84.357	2.213	30.16

TABLE 3.8

ELECTRIC UTILITIES

PROVINCIAL CONSUMPTION AND COST

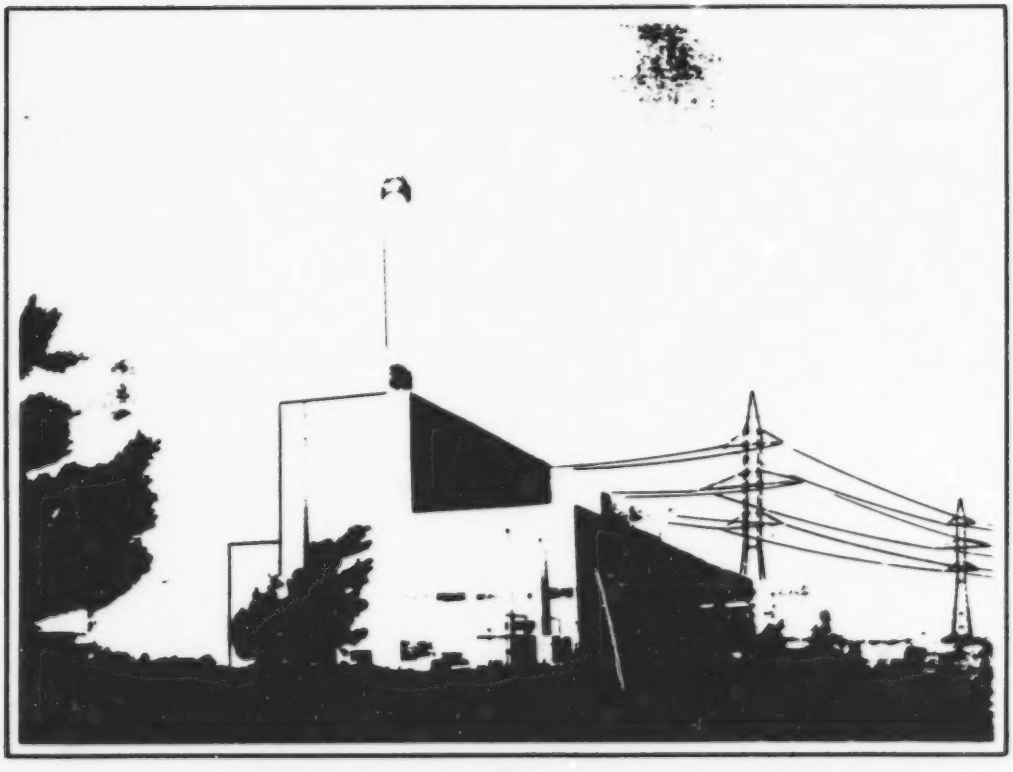
URANIUM

1982

PROVINCE OR TERRITORY	QUANTITY KILOGRAMS	HEAT CONTENT KJ/GRAM	COST THOUSAND $	GENERATION GWH	COST $/KG	COST $/GJ	COST MILLS/KWH
NEWFOUNDLAND	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PRINCE EDWARD ISLAND	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NOVA SCOTIA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NEW BRUNSWICK	4803.0	566145.0	582.7	254.1	121.316	0.214	2.29
QUEBEC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ONTARIO	632600.0	704355.6	103325.6	35899.4	163.335	0.232	2.88
MANITOBA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SASKATCHEWAN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ALBERTA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
BRITISH COLUMBIA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
YUKON	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NORTHWEST TERRITORIES	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CANADA	637403.0	703314.1	103908.3	36153.5	163.018	0.232	2.87

SERVICES CANADIENS D'ÉLECTRICITÉ

Analyse de la production et des tendances 1982



Office national de l'énergie
Avril 1984

SERVICES CANADIENS D'ÉLECTRICITÉ

Analyse de la
production et des tendances
1982

Office national de l'énergie
Avril 1984

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1984

No. du Cat. NE1-2/82F
ISBN 0-662-92511-4
ISSN 0706-2680

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles auprès du

Secrétariat
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Canada)
K1A 0E5
(613) 992-3972

Imprimé au Canada

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from

Secretariat
National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Canada
K1A 0E5
(613) 992-3972

Printed in Canada

TABLE DES MATIÈRES

		Page
	Introduction	(i)
	Notes sur la conversion au système métrique	(ii)
1.	Production des services canadiens d'électricité	1
2.	Production d'électricité par province/territoire	3
3.	Consommation de combustible par province	4
4.	Rendement thermique net et réel des centrales	9
5.	Analyse des tendances au Canada et dans les provinces de 1978 à 1982	12
6.	Produit national brut par rapport à la population canadienne et aux tendances de la production d'électricité, de 1961 à 1982	34
	Références bibliographiques	36
	Tableaux	39

INTRODUCTION

Le présent rapport fait partie d'une série annuelle de rapports que l'Office publie depuis 1971 (Réf. 1-2). Quoique ces renseignements aient été à l'origine, compilés sous leur forme actuelle pour l'usage des employés de l'Office national de l'énergie, on s'est rendu compte que cette analyse intéressait les lecteurs qui ont à faire avec l'énergie électrique.

Il traite de la production d'énergie électrique des services canadiens d'électricité au cours de l'année civile 1982 et donne la ventilation des chiffres globaux du Canada et des provinces, accompagnée d'une analyse de la consommation de combustible et du rendement thermique des centrales. Les tendances statistiques de la période de 1978 à 1982 y figurent également.

Le présent rapport contient aussi un résumé des coûts du combustible pour les services publics, ventilé selon le type de combustible. Il faut cependant remarquer que ces montants ne comprennent que les coûts comptables des combustibles déclarés par les services publics d'électricité. Dans certains cas, ils ne comprennent pas les taux des marchés locaux pour ces combustibles.

L'analyse que comporte le présent rapport exclue la production en 1982 d'environ 6 238 MW de puissance installée appartenant à des établissements industriels, soit 37 452 GW.h ou 10,3 pour cent de la production canadienne globale (Réf. 5).

Le rapport utilise des données présentées par les services d'électricité à Statistique Canada (Réf. 3-6). L'Office national de l'énergie a reçu les données finales de Statistique Canada pour 1982 en février 1984. Les données sont traitées et groupées par ordinateur. Étant donné que le rapport porte sur la production nette de la centrale par rapport aux réseaux d'électricité, sans compter le service de la centrale, des chiffres de production négatifs peuvent figurer à l'occasion lorsque la centrale a consommé plus d'électricité qu'elle n'en a produite.

NOTES SUR LA CONVERSION AU SYSTÈME MÉTRIQUE

Le tableau ci-dessous fournit quelques facteurs de conversion et d'équivalents métriques afin d'aider les lecteurs qui le désirent, à convertir les données en unités impériales.

Facteurs approximatifs de conversion

Unités S.I.		Unités impériales
1 mètre cube (m^3)	=	35,3 pieds cubes
1 mètre cube (m^3)	=	6,3 barils
1 litre (l)	=	0,22 gallon
1 kilogramme (kg)	=	2,22 livres
1 tonne métrique	=	1,1023 tonne courte
1 gigajoule (GJ)	=	0,95 million de Btu

Équivalents métriques

1 mégagramme	=	1 tonne métrique
1 kilolitre	=	1 mètre cube

Abréviations

GJ	=	Gigajoule
GW.h	=	Gigawatt-heure
KJ	=	Kilojoule
kW.h	=	Kilowatt-heure
MW	=	Mégawatt

1. PRODUCTION DES SERVICES CANADIENS D'ÉLECTRICITÉ

La puissance totale installée au Canada à la fin de 1982 était de 77 579 MW (Réf. 5); la production d'énergie en 1982 était de 339 330 GW.h. Le tableau 1.A présente la ventilation de la capacité installée et de la production d'énergie selon la source de combustible.

Tableau 1.A
Production des services canadiens d'électricité par source d'énergie primaire

Type de combustible	Capacité		Énergie	
	(% du total)	(MW)	(% du total)	(GWh)
Combustible fossile	34,6	26 849,1	22,7	77 126,7
Hydro-électricité	57,0	44 233,3	66,6	226 049,8
Uranium	8,4	6 496,4	10,7	36 153,5
Total	100,0	77 578,8	100,0	339 330,0

La puissance installée par province à la fin de 1982 et la production d'énergie en 1982 sont résumées au tableau 1.B ci-dessous, en fonction du pourcentage de la capacité globale canadienne. Des renseignements détaillés sont fournis aux tableaux 1.1. à 1.3, dans la section des tableaux de ce rapport.

Tableau 1.B
Puissance installée et production d'électricité par province et par territoire

Province/territoire	Capacité		Énergie	
	(% du total)	(MW)	(% du total)	(GW.h)
T.-N.	8,6	6 642,0	12,9	43 877,8
I.-P.-É.	0,2	118,2	0,0	34,5
N.-É.	2,3	1 778,2	1,9	6 297,2
N.-B.	4,2	3 236,6	2,3	7 809,4
QUÉ	25,0	19 427,3	24,4	82 665,3
ONT.	32,0	24 839,6	31,4	106 519,0
MAN.	5,3	4 110,7	6,1	20 721,4
SASK.	2,9	2 244,0	2,8	9 446,7
ALTA	7,9	6 104,0	7,2	24 500,8
C.-B.	11,4	8 828,4	10,3	36 672,7
YUKON	0,1	92,7	0,1	344,1
T. N.-O.	0,2	156,9	0,1	441,1
Total: (%)	100,0	77 578,8	100,0	339 330,0

Le tableau 1.C ci-dessous montre la ventilation de la capacité de production totale du Canada à partir des combustibles fossile, et la production d'énergie en 1982. Les centrales à vapeur alimentées au charbon étaient de loin les sources les plus importantes d'électricité produite à partir de combustibles fossiles au Canada. On doit noter cependant, que ce n'est pas le cas pour toutes les régions. Quelques provinces et la plupart des collectivités isolées dépendent énormément du mazout pour leur approvisionnement en électricité. Des détails plus précis sont fournis aux tableaux 1.4 à 1.6 dans la section des tableaux de ce rapport.

Tableau 1.C
Production d'électricité au Canada par type d'unité de production alimentée par des combustibles fossiles

Type d'unité	Capacité (% du total)	Énergie (% du total)
Vapeur: alimentée au pétrole	22,0	9,8
alimentée au charbon	55,4	84,0
alimentée au gaz	8,6	2,8
plusieurs combustibles	5,2	1,6
Turbine à gaz	6,9	0,8
Combustion interne	1,9	1,0
Total (%)	100,0	100,0
Total	26 849,1 (MW)	77 126,7 (GW.h)

Différents types de charbon et de pétrole sont utilisés aux fins de la production d'énergie. Le tableau 1.D ci-dessous montre que la plus grande partie de l'énergie produite à partir du charbon l'était du charbon gras importé. L'Ontario a utilisé la totalité de ce charbon gras importé. La majeure partie de l'énergie produite au moyen du pétrole l'était à partir du mazout lourd (résiduel). Les tableaux 1.7 et 1.8 dans la section des tableaux de ce rapport donnent des renseignements supplémentaires.

Tableau 1.D
Production d'électricité au Canada par type de charbon et de pétrole

Alimentée au charbon		Alimentée au pétrole	
Type de charbon	% du total	Type de pétrole	% du total
Gras	15,6	Lourd	89,4
Flambant sec	30,2	Léger	3,7
Lignite	11,7	Diesel	6,9
Gras importé	42,5		
Total (%)	100,0	Total (%)	100,0
Total	66 031,0 (GW.h)	Total	8 031,8 (GW.h)

2. PRODUCTION D'ÉLECTRICTÉ PAR PROVINCE/TERRITOIRE

La production d'électricité des services publics par source d'énergie primaire pour chaque province et territoire est résumée au tableau 2.A ci-dessous. Des données plus détaillées pour 1982 y compris les coûts déclarés par les services publics, figurent aux tableaux 2.1 à 2.12 dans la section des tableaux de ce rapport.

Dans les provinces du Québec, du Manitoba et de la Colombie-Britannique, la production d'électricité à partir de source hydro-électrique a fournie plus de 97 pour cent des besoins énergétiques. Quoique Terre-Neuve ait été incluse dans cette catégorie pour les statistiques, la majorité de la production d'hydro-électricité de cette province a été vendue au Québec. La production d'hydro-électricité représentait également une partie importante de l'approvisionnement en énergie en Ontario et dans les Territoires. En Ontario, environ un tiers de l'énergie produite provenait de source nucléaire. Le reste de l'énergie produite au Canada provenait des combustibles fossiles.

Tableau 2.A

Production par source d'énergie primaire, par province/territoire, pourcentage du total

Type de combustible		T.-N.	I.-P.-É	N.-É.	N.-B.	QUÉ	ONT.
Charbon	- gras	-	-	49,8	10,4	-	31,4
	- flambant	-	-	-	-	-	-
	sec	-	-	-	-	-	0,9
	- lignite	-	-	-	-	-	0,2
Pétrole	- lourd	2,5	99,0	34,1	47,0	-	0,2
	- léger	0,1	-	0,2	6,4	0,1	0,1
	- diesel	0,2	1,0	-	-	0,1	-
Gaz naturel		-	-	-	-	-	-
Uranium		-	-	-	3,3	-	33,7
Hydro-électricité		97,2	-	15,9	33,0	99,8	33,7
Total (%)		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Total (GW.h)		43 788,8	34,5	6 297,2	7 809,4	82 665,3	106 519,0

Type de combustible		MAN.	SASK.	ALTA	C.-B.	YUK.	T.N.-O.
Charbon	- gras	-	-	2,0	-	-	-
	- flambant sec	-	70,0	81,2	-	-	-
	- lignite	0,9	-	-	-	-	-
Pétrole	- lourd	-	-	-	-	-	4,7
	- léger	-	0,2	-	-	-	-
	- diesel	0,2	0,1	0,1	0,3	20,9	38,0
Gaz naturel		-	5,1	10,2	0,1	-	-
Uranium		-	-	-	-	-	-
Hydro-électricité		98,9	24,1	6,5	99,6	79,1	57,3
Total (%)		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Total (GW.h)		20 721,4	9 446,7	24 500,9	36 672,7	344,1	441,1

3. CONSOMMATION DE COMBUSTIBLE PAR PROVINCE

Les combustibles utilisés en 1982 aux fins de la production thermique par les services canadiens d'électricité comprenaient le charbon (subdivisé en gras, flambant sec et lignite), le pétrole (catégorisé en léger, lourd et diesel), le gaz naturel et l'uranium.

3.1 Le charbon

3.1.1 Charbon gras

L'Ontario a utilisé 11,6 millions de tonnes de la quantité totale de 13,9 millions de tonnes de charbon gras consommé au Canada en 1982. La presque totalité de cette quantité a été importée des États-Unis. À l'exception de l'utilisation de déchets de charbon métallurgique en Alberta, l'utilisation du charbon gras canadien s'est limitée aux provinces de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick. Le coût moyen de 1982 par tonne de charbon gras, était de 61 $ ou 22,3 mils (0,0223 $) le kilowatt-heure. Des détails sont fournis au tableau 3.1 dans la section des tableaux de ce rapport.

Tableau 3.A
Consommation du charbon gras par province

Province	% du total
Nouvelle-Écosse	9,3
Nouveau-Brunswick	3,9
Ontario	83,0
Alberta	3,8
Total (%)	100,0
Total (millions de tonnes)	13,9

3.1.2 Charbon flambant sec

La consommation de charbon flambant sec par les services d'électricité, comme l'indique le tableau 3.B ci-dessous, s'est limitée dans une large mesure à l'Alberta. Le coût moyen de 1982 était de 8.49 $ la tonne ou 5,39 mils le kilowatt-heure pour les services publics. Le tableau 3.2 dans la section des tableaux de ce rapport donne des détails supplémentaires.

Tableau 3.B
Consommation du charbon flambant sec par province

Province	% du total
Saskatchewan	0,3
Alberta	99,7
Total (%)	100,0
Total (millions de tonnes)	12,7

3.1.3 Lignite

En 1982, la consommation de lignite par les services canadiens d'électricité, comme l'illustre le tableau 3.C ci-dessous, avait lieu principalement en Saskatchewan. L'Ontario a continué d'utiliser des quantités relativement petites de lignite et le Manitoba s'en est servi aux fins d'urgence et pour le service de pointe. Le coût moyen de 1982 par tonne était de 10,76 $ ou de 9,40 mils le kilowatt-heure. Des détails supplémentaires sont fournis au tableau 3.3 dans la section des tableaux de ce rapport.

Tableau 3.C
Consommation de lignite par province

Province	% du total
Ontario	10,6
Manitoba	2,7
Saskatchewan	86,7
Total (%)	100,0
Total (millions de tonnes)	6,8

3.2 Pétrole

3.2.1 Pétrole léger

Le tableau 3.D ci-dessous présente la consommation de pétrole léger déclarée par les services publics canadiens, par province. Le pétrole léger sert principalement aux turbines à gaz et à titre de combustible secondaire dans les centrales alimentées au charbon et au mazout lourd. Le coût moyen du pétrole léger en 1982 était de 226,89 $ le kilolitre ou 69,3 mils le kilowatt-heure. Le tableau 3.4 dans la section des tableaux de ce rapport contient des renseignements supplémentaires.

Tableau 3.D
Consommation de pétrole léger par province

Province	% du total
Terre-Neuve	3,5
Nouvelle-Écosse	3,2
Nouveau-Brunswick	6,1
Québec	24,4
Ontario	55,8
Manitoba	0,3
Saskatchewan	6,5
Alberta	0,1
Colombie-Britannique	0,1
Total (%)	100,0
Total (milliers de kilolitres)	90,2

3.2.2 Pétrole lourd

Le tableau 3.E ci-dessous montre la consommation, par province, de pétrole lourd utilisé par les services publics d'électricité en 1982. Le Nouveau-Brunswick continue à être le plus grand consommateur de ce combustible aux fins de la production d'électricité au Canada, utilisant 51,8 pour cent de la quantité totale. En 1982, le coût moyen du pétrole lourd pour les services publics était de 150,20 $ le kilolitre ou de 36,7 mils le kilowatt-heure. Le tableau 3.5 dans la section des tableaux de ce rapport présente des détails supplémentaires.

Tableau 3.E
Consommation de pétrole lourd par province/territoire

Province/territoire	% du total
Terre-Neuve	15,9
Île-du-Prince-Édouard	1,0
Nouvelle-Écosse	26,5
Nouveau-Brunswick	51,8
Québec	1,4
Ontario	3,0
Saskatchewan	0,1
Territoires du Nord-Ouest	0,3
Total (%)	100,0
Total (milliers de kilolitres)	1 652,3

3.2.3 Diesel

Comme l'indique le tableau 3.F, toutes les provinces et tous les territoires ont consommé du diesel en 1982. Ce combustible sert principalement pour les centrales de production à combustion interne dans les collectivités éloignées. Par conséquent, les plus grands consommateurs étaient les provinces ayant un grand nombre de collectivités isolées soit Terre-Neuve, le Québec, la Colombie-Britannique, le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest, représentant 86 pour cent de la quantité totale. Le coût moyen de diesel en 1982 pour les services publics était de 321,99 $ le kilolitre ou 111,5 mils le kilowatt-heure. Des détails supplémentaires sont fournis au tableau 3.6 dans la section des tableaux de ce rapport.

Tableau 3.F
Consommation de diesel par province/territoire

Province/territoire	% du total
Terre-Neuve	20,2
Île-du-Prince-Édouard	0,2
Nouvelle-Écosse	0,6
Nouveau-Brunswick	0,1
Québec	10,3
Ontario	0,1
Manitoba	8,4
Saskatchewan	1,9
Alberta	3,0
Colombie-Britannique	15,7
Yukon	11,8
Territoires du Nord-Ouest	27,7
Total (%)	100,0
Total (milliers de kilolitres)	191,9

3.3 Gaz naturel

La ventilation, en pourcentage, de la consommation de gaz naturel par province, comme l'indique le tableau 3.G ci-dessous, montre que l'Alberta et la Saskatchewan ont consommé plus de 96 pour cent de la quantité totale. Le coût moyen de 1982 du gaz naturel était de 84,36 $ le millier de mètres cubes ou 30,2 mils le kilowatt-heure, pour les services publics. Des détails sont donnés au tableau 3.7 dans la section des tableaux de ce rapport.

Tableau 3.G
Consommation de gaz naturel par province

Province	% du total
Ontario	1,1
Manitoba	0,1
Saskatchewan	17,8
Alberta	78,6
Colombie-Britannique	2,4
Total (%)	100,0
Total (millions de mètres cubes)	1 095,4

3.4 Uranium

Le tableau 3.H ci-dessous résume l'utilisation par les services publics de l'uranium aux fins de la production d'électricité en 1982. La faible quantité indiquée pour le Nouveau-Brunswick est attribuable au démarrage du premier réacteur nucléaire de la province à Pointe Lepreau, vers la fin de 1982. Le coût moyen de l'uranium au Canada était de 163,02 $ le kilogramme d'uranium contenu ou 2,87 mils le kilowatt-heure. Des renseignements supplémentaires sont fournis au tableau 3.8 de la section des tableaux de ce rapport.

Tableau 3.H
Consommation d'uranium par province

Province	% du total
Nouveau-Brunswick	0,8
Ontario	99,2
Total (%)	100,0
Total (milliers de kilogrammes)	637,4

4. RENDEMENT THERMIQUE NET ET RÉEL DES CENTRALES

L'efficacité des centrales thermiques peut se mesurer en fonction de leur rendement thermique respectif en kJ/kW.h. Le rendement thermique net d'une centrale est obtenu en divisant l'entrée de puissance brute en kilojoule dans la centrale par sa production nette (la production nette d'une centrale est égale à la production brute moins la charge de la centrale même). À des fins de présentation, le rendement net et réel a été comparé à la taille de groupes, d'après la capacité nominale du plus grand groupe de chaque centrale. Ces courbes sont présentées aux figures 4.1, 4.2 et 4.3 pour différents types de centrales. Elles doivent être interprétées avec prudence car elles ne servent qu'à traduire le rendement thermique net et réel de chaque centrale, en 1982, sous les conditions actuelles d'exploitation et elles ne doivent pas être confondues avec des courbes de rendement thermique relatives à différents types et à différentes tailles de groupes thermiques. En raison de l'insuffisance des données, aucune courbe n'a été tracée dans le cas des centrales nucléaires ou alimentées au gaz.

4.1 Centrales thermiques à vapeur

La figure 4.1 montre le rendement thermique net en 1982 des centrales à vapeur alimentées au charbon et au pétrole au Canada. La taille des groupes alimentés au charbon s'échelonne de 15 à 500 MW, et celle des groupes alimentés au pétrole, de 20 à 573 MW. Le rendement thermique des groupes alimentés au pétrole est inférieur à celui des groupes de même importance alimentés au charbon, pour la gamme des tailles de groupe déclarées.

4.2 Turbines à gaz

Le rendement thermique net des turbines à gaz en 1982 par rapport à la taille du groupe est donné à la figure 4.2. Étant donné que le rendement thermique des turbines à gaz de même taille peut varier considérablement selon le mode d'exploitation du groupe, il n'est pas recommandé d'associer le rendement thermique à la taille du groupe au moyen d'une fonction univoque; une gamme de rendements est donc donnée par chaque taille de groupe. Comme l'indique la figure 4.2, la taille du groupe peut varier de 5 à 68 MW. Pour les plus petits groupes, le rendement thermique s'échelonne de 13 000 à 31 000 kJ/kW.h tandis que dans les groupes plus importants le rendement varie de 13 000 à 27 000 kJ/kW.h.

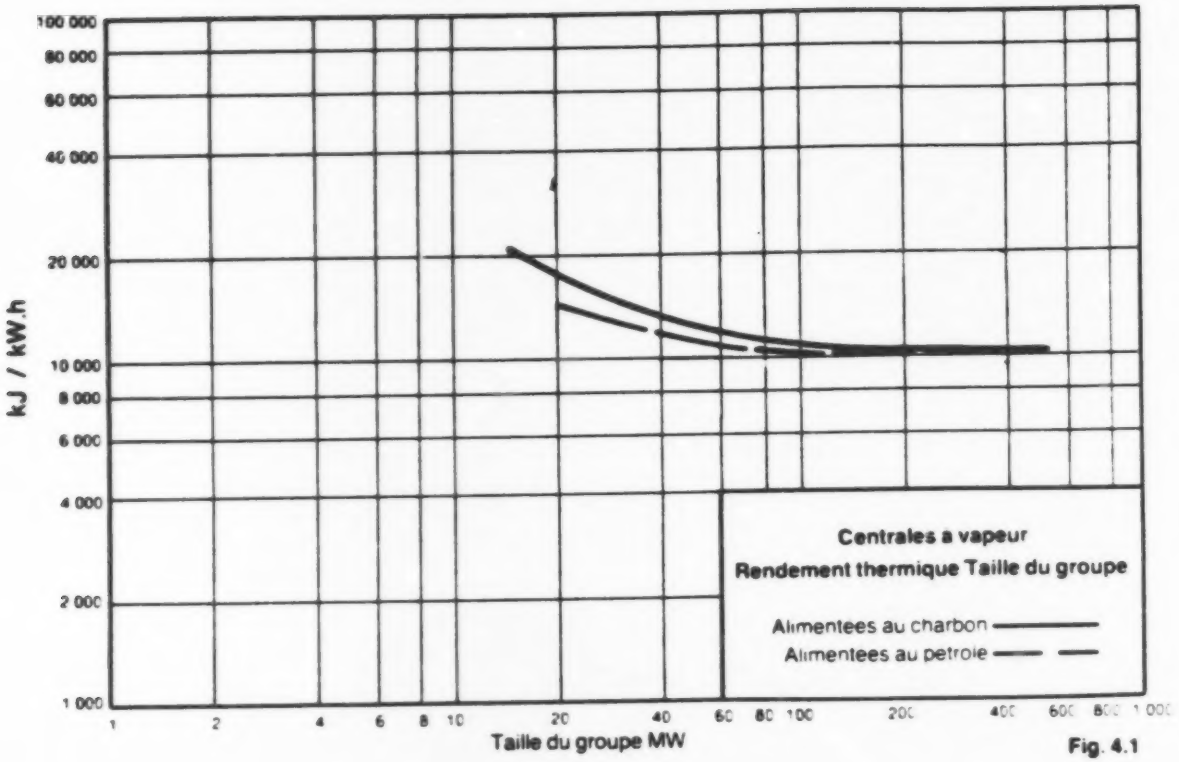

kJ / kW.h
100 000
80 000
60 000
40 000
20 000
10 000
8 000
6 000
4 000
2 000
1 000
1
2
4
6
8
10
20
40
60
80
100
200
400
600
800
1 000
Taille du groupe MW
Centrales a vapeur
Rendement thermique Taille du groupe
Alimentees au charbon
Alimentees au petrole

Fig. 4.1

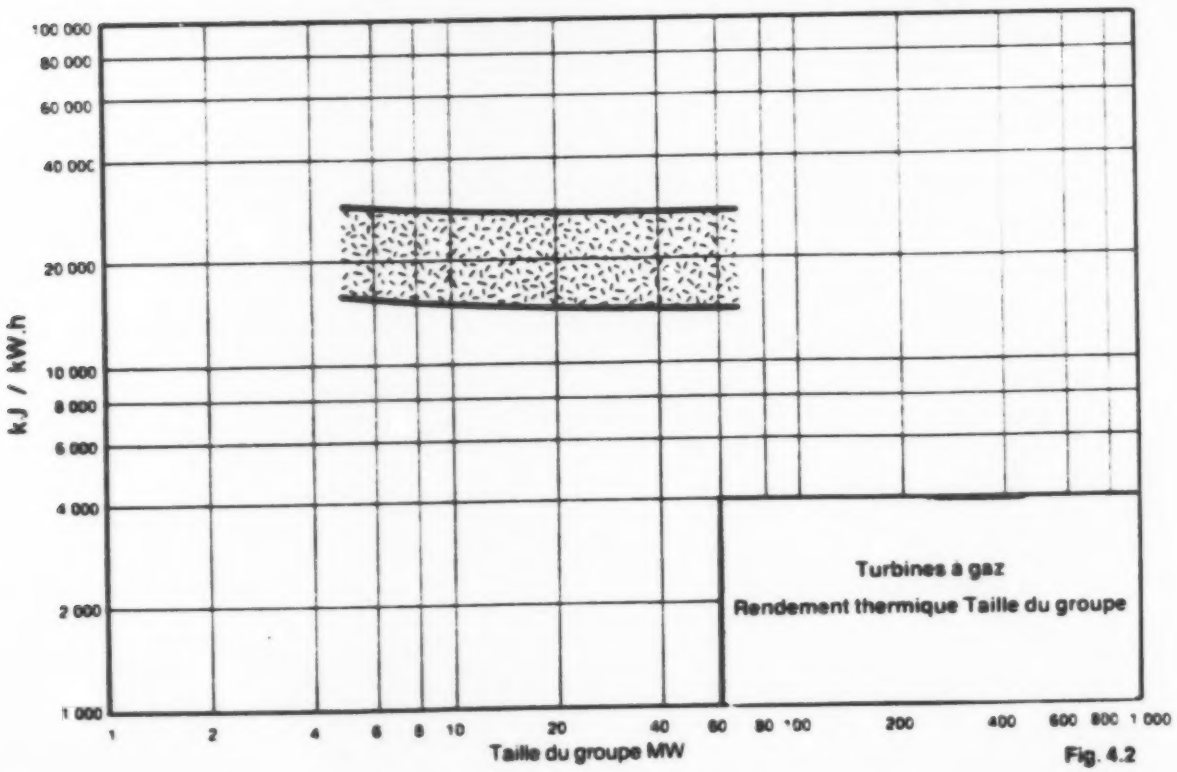

kJ / kW.h
100 000
80 000
60 000
40 000
20 000
10 000
8 000
6 000
4 000
2 000
1 000
1
2
4
6
8
10
20
40
60
80
100
200
400
600
800
1 000
Taille du groupe MW
Turbines à gaz
Rendement thermique Taille du groupe

Fig. 4.2

4.3 Groupes à combustion interne

L'analyse des données des groupes à combustion interne de taille semblable indique une variation de rendement thermique de plus ou moins 32 pour cent de chaque côté de la moyenne. Les rendements thermiques les plus bas représentent des groupes utilisés plus ou moins constamment, tandis que les valeurs les plus élevées représentent les groupes utilisés surtout à des fins de réserve. Le rapport de la taille des groupes à combustion interne et de leur rendement thermique est alors mieux exprimé par une courbe dotée de limites supérieure et inférieure plutôt que par une fonction univoque. Ces courbes sont tracées à la figure 4.3. On constate que les tailles des groupes varient de 30 à 6 800 kW; le rendement thermique des groupes de plus de 2 000 kW, varie d'environ 10 000 kJ/kW.h à 20 000 kJ/kW.h.

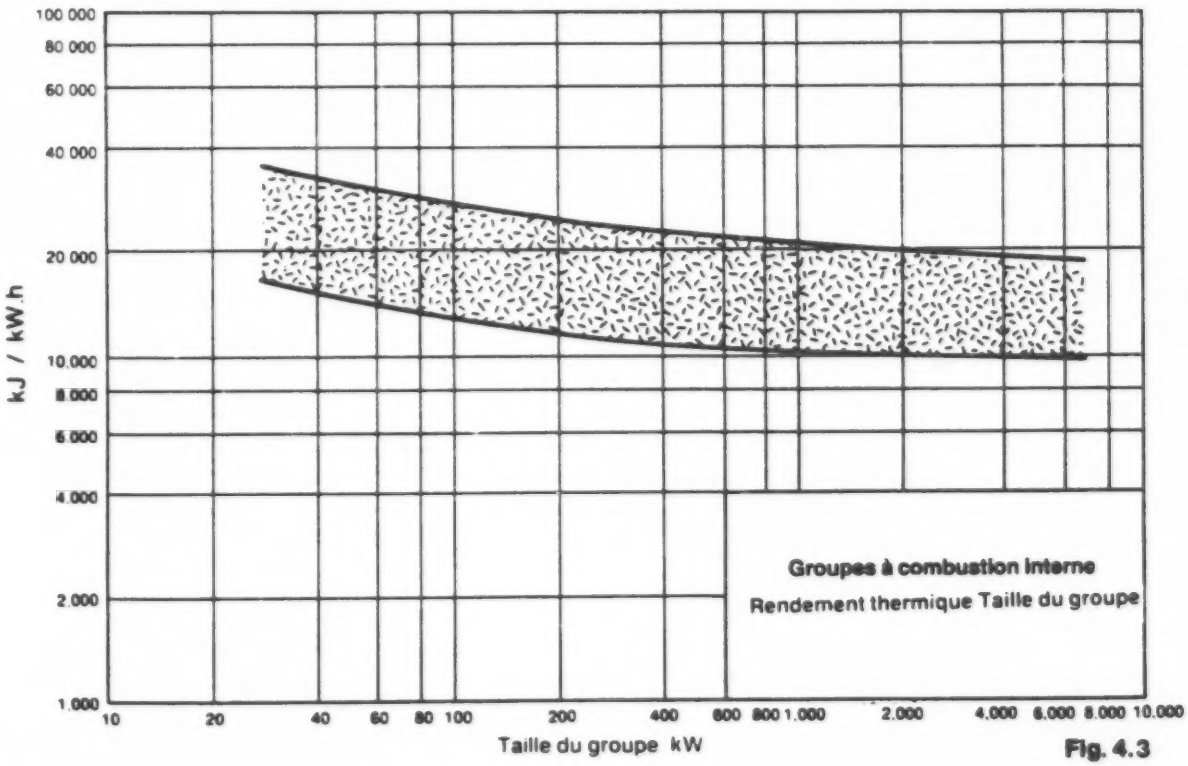


Fig. 4.3

5. ANALYSE DES TENDANCES AU CANADA ET DANS LES PROVINCES, DE 1978 À 1982

Les sections précédentes traitaient de la production, de la consommation de combustible et des données sur les coûts des services canadiens d'électricité en 1982. La présente traite des tendances enregistrées au Canada et dans les provinces (sans oublier le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest) de 1978 à 1982. Toutes les données sont établies d'après les rapports précédents dans la présente série (Réf. 2-3) à l'exception des données sur la production de l'industrie et la consommation totale des provinces; ces dernières données sont tirées des publications de Statistique Canada (Réf. 4-5). La consommation provinciale comprend la production provinciale totale plus les achats, moins les ventes et les exportations interprovinciales (Réf. 11). L'écart entre la consommation et la production totale est indiqué comme une arrivée nette ou une sortie nette.

5.1 Canada (Figure 5.1)

La figure 5.1 (A) montre la production totale et la consommation pour le Canada au cours de la période de 1978 à 1982. La production totale a augmenté à un rythme de 4,5 pour cent par année entre 1977 et 1981 et elle a diminué de 0,2 pour cent en 1982. La consommation totale, y compris les exportations, a augmenté de 3,5 pour cent par année au cours des cinq années jusqu'en 1982 et elle a diminué de 0,2 pour cent en 1982. Les exportations nettes totalisant 34,1 TW.h en 1982 ont diminué de 9 pour cent par rapport au niveau de 1981. On peut attribuer cette diminution générale à la crise économique qu'a traversé l'Amérique du Nord en 1982.

La figure 5.1(B) illustre la ventilation de la production totale par source d'énergie primaire. Les niveaux de charge inférieurs en 1982 se sont traduits par une diminution de la production en général. Il est intéressant de noter toutefois que la production à partir des centrales hydro-électriques et nucléaires a diminué tandis que l'utilisation du charbon et du pétrole a augmenté.

La figure 5.1(C) indique l'énergie thermique produite par différents types de combustible alors que la figure 5.1(D) traduit le coût correspondant en mils/kW.h de production associé à chaque type de combustible au cours de la période considérée. Est également indiquée à la figure 5.1(D) la tendance du coût en combustible de la filière moyenne au Canada. Cette tendance a été obtenue en divisant la totalité des coûts en combustible des services canadiens d'électricité pour chaque année par la production totale, y compris celle des centrales thermiques et hydro-électriques. On a donc calculé la tendance du coût en combustible de la filière moyenne et on l'a indiquée dans les graphiques pour chaque province, dans les sections suivantes.

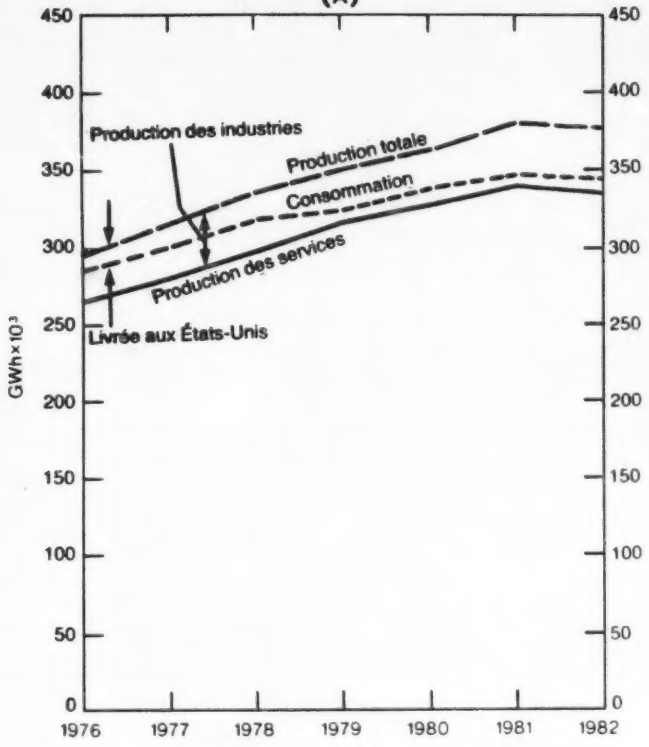
Cette tendance du coût en combustible de la filière moyenne donne une indication de ce que représente la composante "coût en combustible" par rapport à tous les coûts de production de la filière. D'après 5.1(D), on constate que le coût en combustible de la filière moyenne qui était de 2,8 mils/kW.h en 1978 est passé à 4,7 mils/kW.h en 1982. Même si cette augmentation, qui représente une moyenne annuelle d'environ 14 pour cent, est rapide, elle n'est pas aussi importante que l'augmentation des prix du pétrole, du charbon gras et du gaz naturel au cours de la même période.

Il faut signaler que le coût en combustible de la filière moyenne comprend une composante importante, qui totalise 77 pour cent de la production nucléaire de faible coût et de la production hydro-électrique dont le coût en combustible est présumé nul. Cette dernière présomption ne tient pas compte des frais ou taxes d'utilisation d'eau qui sont imposés dans certaines provinces.

Fig. 5.1 CANADA

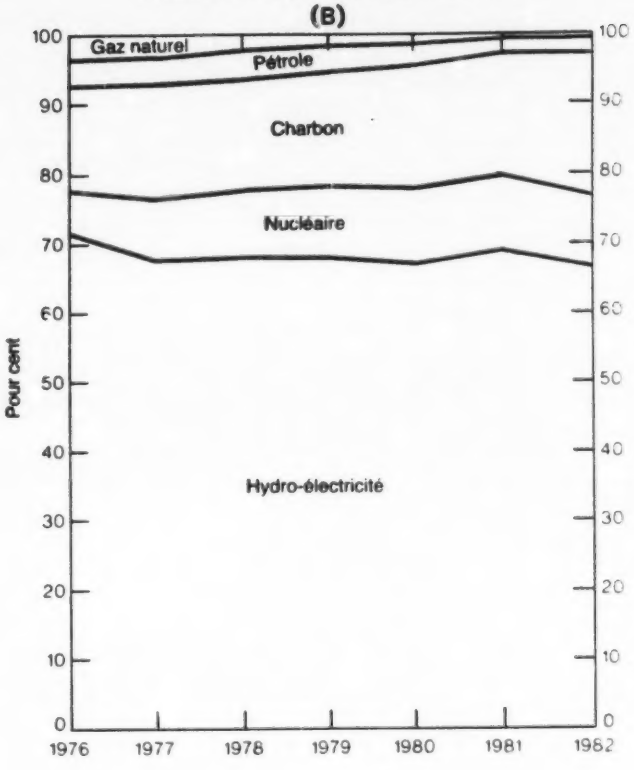
PRODUCTION ET CONSOMMATION NETTES

(A)



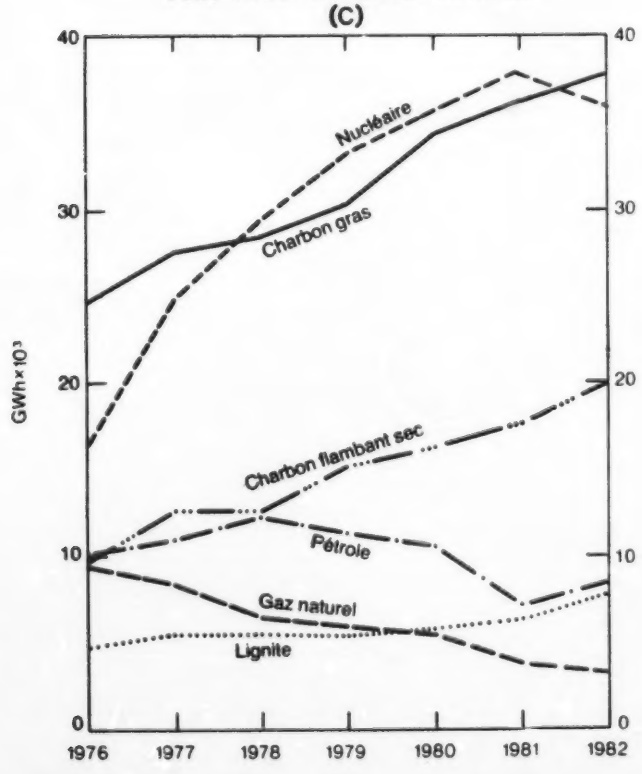
SERVICES: POURCENTAGE DE LA PRODUCTION TOTALE NETTE

(B)



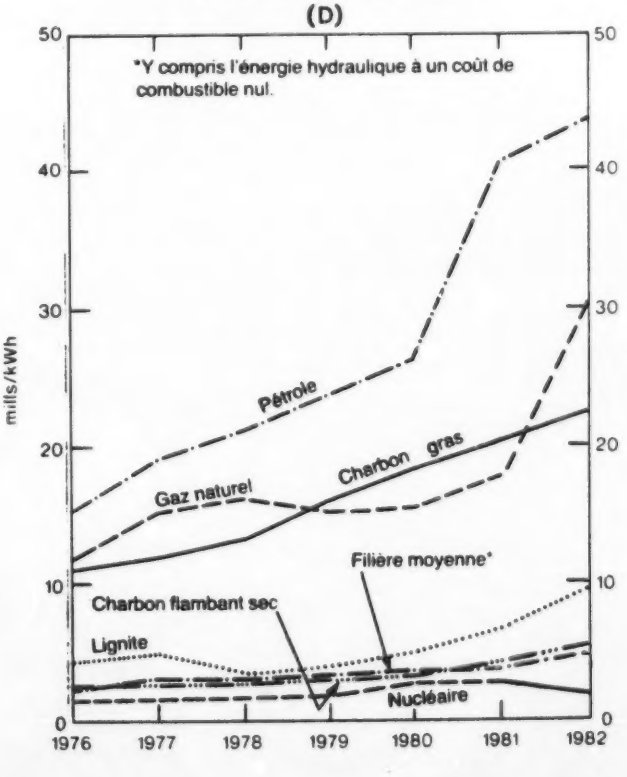
SERVICES: PRODUCTION THERMIQUE NETTE PAR TYPE DE COMBUSTIBLE

(C)



SERVICES: COÛT DU COMBUSTIBLE PAR TYPE DE COMBUSTIBLE

(D)



5.2 Terre-Neuve (Figure 5.2)

Comme le montre la figure 5.2(A), la production nette des services d'électricité de Terre-Neuve, qui était en 1981 de 44 200 GW.h, est tombée à 43 900 GW.h. De cette production, 35 715 GW.h d'énergie de la centrale de Churchill Falls, au Labrador, ont été vendus à Hydro-Québec. Cette quantité est indiquée à la figure 5.2(A) dans la quantité (nette) livrée à d'autres provinces. La consommation dans la province est passée de 7 880 GW.h en 1978 à 8 800 GW.h en 1981, puis a baissé à 8 600 GW.h en 1982. Cela représente une chute de 2,7 pour cent après plusieurs années durant lesquelles la croissance annuelle de charge était supérieure à 3,5 pour cent.

Exclusion faite du Labrador, la production hydro-électrique représente 78 pour cent de la totalité des approvisionnements énergétiques en 1982. Le reste de la production provenait d'installations alimentées au pétrole. En 1981, la production hydro-électrique représentait 90 pour cent de la totalité des approvisionnements en raison de l'hydraulicité exceptionnelle au cours de l'année. Terre-Neuve utilise sa production d'électricité tirée du pétrole pour combler le déficit entre la demande totale de la province et la production fournie par les ressources hydro-électriques très développées dans l'île.

Exclusion faite de la production de la centrale de Churchill Falls au Labrador, le coût en combustible de la filière moyenne est passé de 4,1 mils/kW.h en 1978 à 9,4 mils/kW.h en 1982.

5.3 Île-du-Prince-Édouard (Figure 5.3)

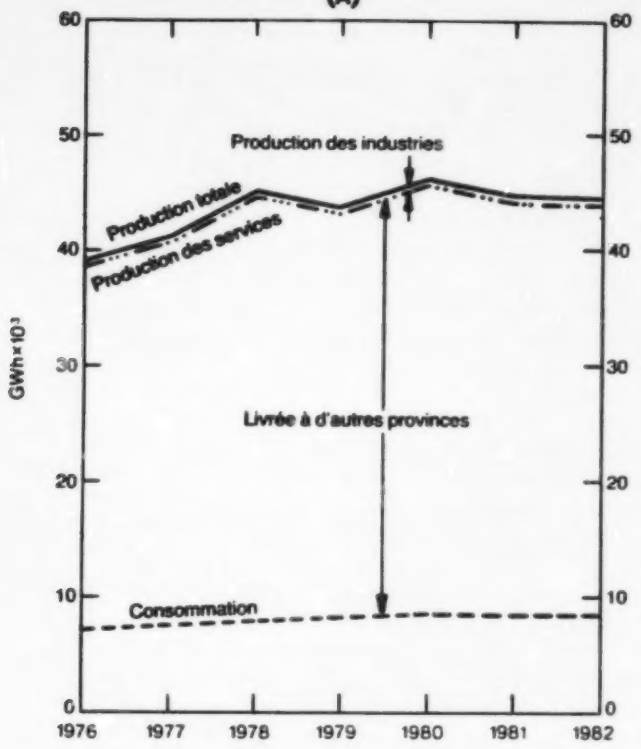
L'Île-du-Prince-Édouard continue à produire de l'électricité dans des centrales alimentées au pétrole. Pour atténuer cette situation, la province achète à la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick la majeure partie de l'énergie requise dans l'île. En 1982, la consommation de l'île était de 512 GW.h, chiffre à peu près inchangé depuis quelques années. De ce chiffre, comme l'indique la figure 5.3(A), 93 pour cent proviennent de centrales du Nouveau-Brunswikc alimentées au pétrole et au charbon, via un câble sous-marin.

Le coût en combustible de la filière moyenne dans l'île était, en 1982, de 91,5 mils/kW.h soit une hausse par rapport à 33,4 mils/kW.h en 1978.

Fig. 5.2 TERRE-NEUVE

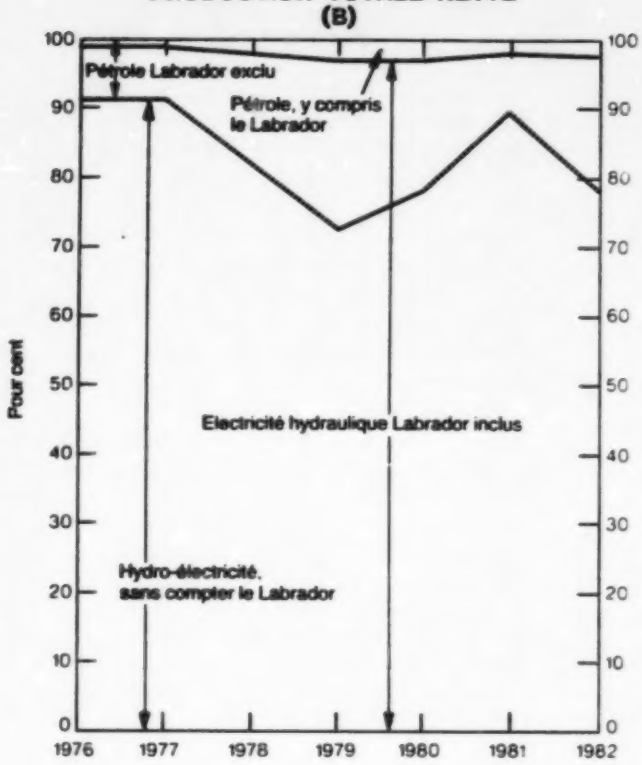
PRODUCTION ET CONSOMMATION NETTES

(A)



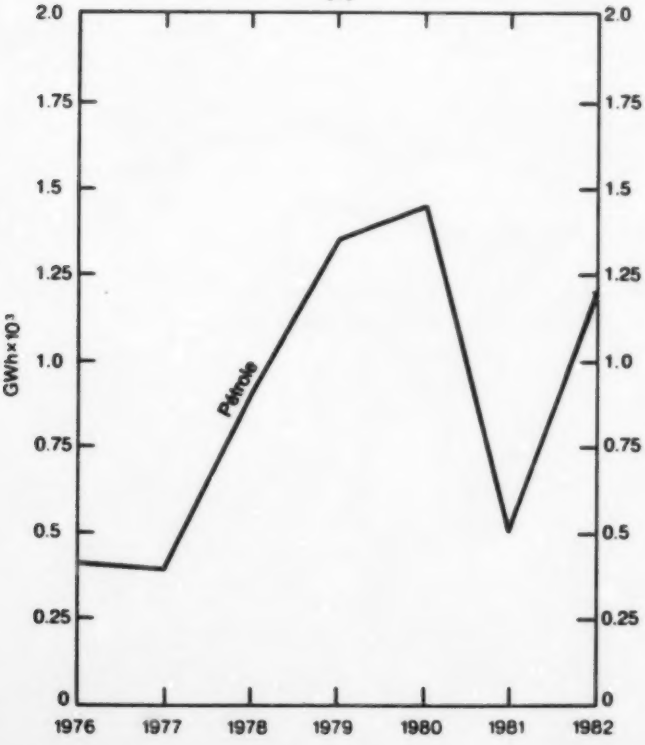
SERVICES: POURCENTAGE DE LA PRODUCTION TOTALE NETTE

(B)



SERVICES: PRODUCTION THERMIQUE NETTE PAR TYPE DE COMBUSTIBLE

(C)



SERVICES: COÛT DU COMBUSTIBLE PAR TYPE DE COMBUSTIBLE

(D)

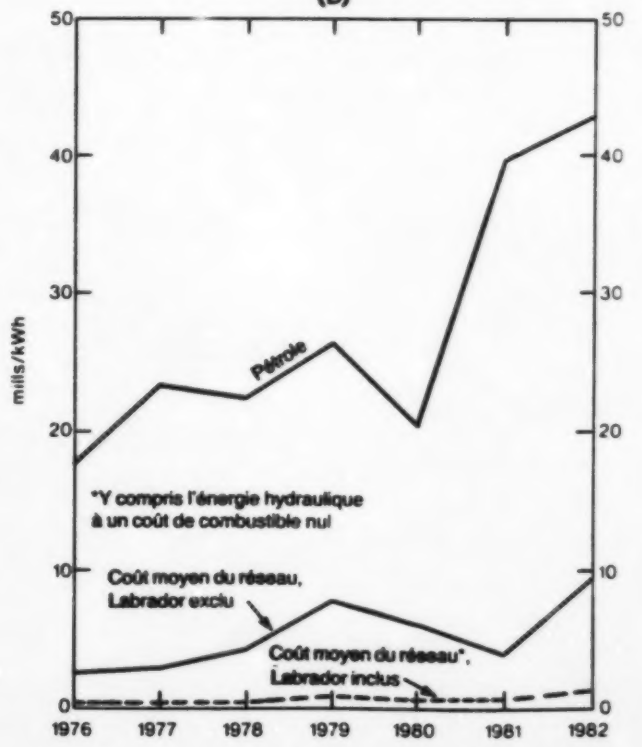
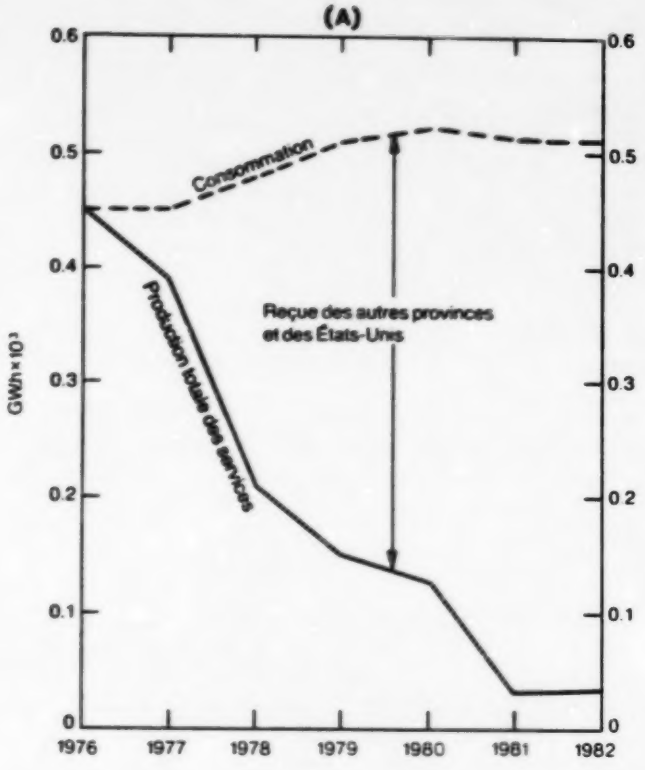


Fig. 5.3 ÎLE-DU-PRINCE-ÉDOUARD

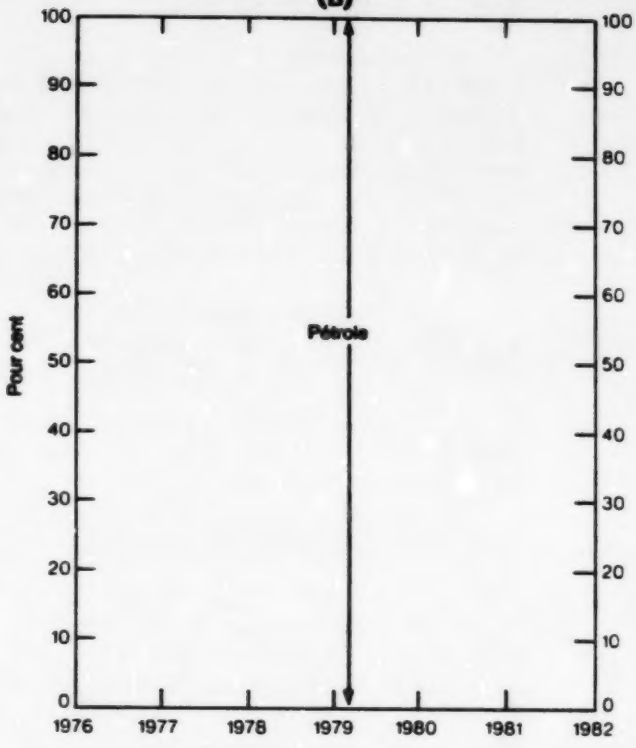
PRODUCTION ET CONSOMMATION NETTES

(A)



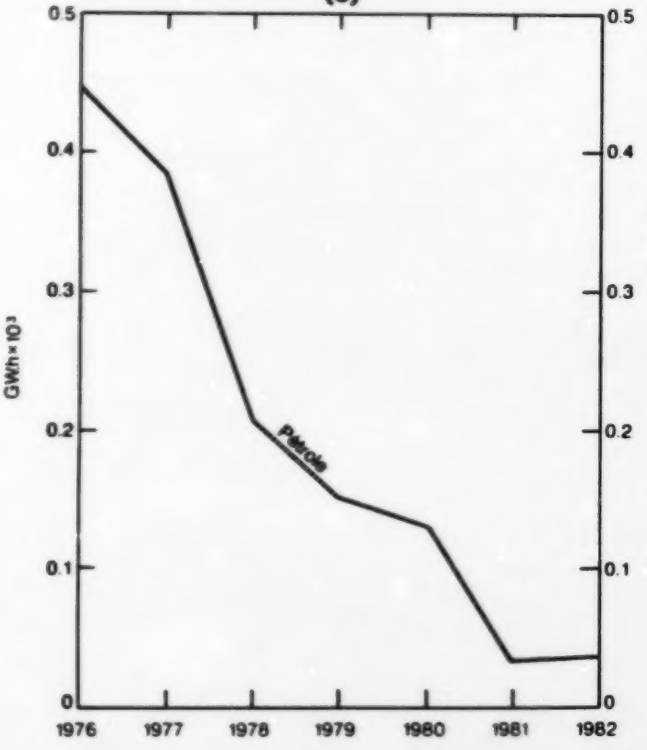
SERVICES: POURCENTAGE DE LA PRODUCTION TOTALE NETTE

(B)



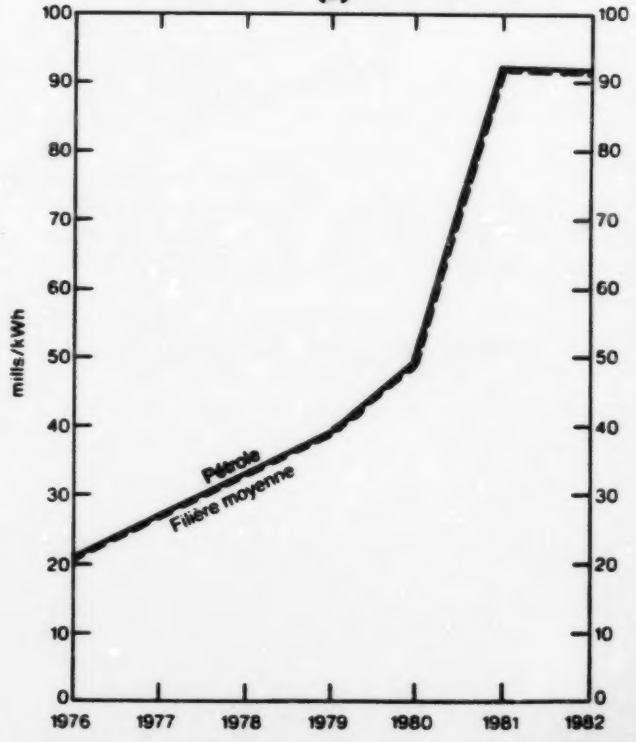
SERVICES: PRODUCTION THERMIQUE NETTE PAR TYPE DE COMBUSTIBLE

(C)



SERVICES: COÛT DU COMBUSTIBLE PAR TYPE DE COMBUSTIBLE

(D)



5.4 Nouvelle-Écosse (Figure 5.4)

Comme l'indique la figure 5.4(A), la production totale, dans la province, a légèrement augmenté, tandis que les achats du Nouveau-Brunswick baissaient par rapport à leur niveau précédent. Les figures 5.4(B) et 5.4(C) indiquent que la province poursuit son expansion de l'utilisation des ressources houillères locales. En 1982, le charbon représentait 50 pour cent de la production totale, contre 19 pour cent en 1978. Cette croissance s'est effectuée au dépend de la production dérivée du pétrole.

Après quatre années de croissance annuelle au taux de 2,8 pour cent, la consommation totale a baissé de 6 860 GW.h en 1981 à 6 700 GW.h en 1982.

En 1982, le coût en combustible de la filière moyenne était de 21,4 mils/kW.h, soit une hausse par rapport à 15,3 mils/kW.h en 1978.

5.5 Nouveau-Brunswick (Figure 5.5)

Comme l'indique la figure 5.5(A), la production totale, dans la province, était de 7 800 GW.h en 1982, soit une baisse par rapport au niveau de 8 300 GW.h en 1981. La production dans la province a chuté constamment depuis 1980 essentiellement en raison de l'accroissement des achats d'énergie à Hydro-Québec et aussi par suite du faible taux de croissance de la consommation. La figure 5.5(B) indique qu'environ 64 pour cent de la production nette totale des services publics provenait des centrales alimentées au charbon et au pétrole en 1982, ce qui représente une hausse par rapport à 54 pour cent en 1981. Cette fluctuation est attribuée à la faible hydraulicité en 1982 par rapport au niveau exceptionnel de 1981.

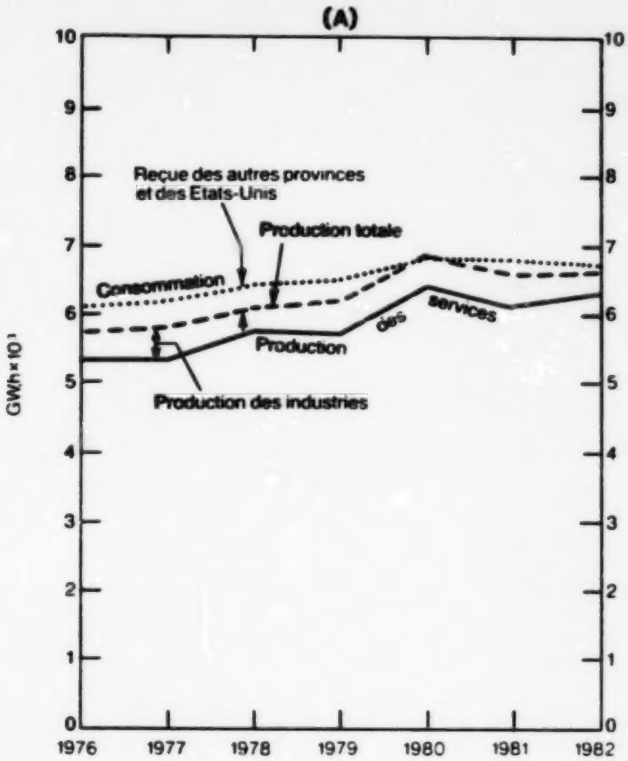
Il faut particulièrement remarquer la mise en service de la centrale nucléaire de Pointe Lepreau à la fin de 1982. Elle a fourni 254 GW.h au réseau du Nouveau-Brunswick.

En 1982, les ventes à l'exportation étaient de 3 029 GW.h, tandis que les achats à Hydro-Québec étaient de 3 624 GW.h. Cela représente la quantité nette reçue des autres provinces et des États-Unis telle qu'indiquée à la figure 5.5(A).

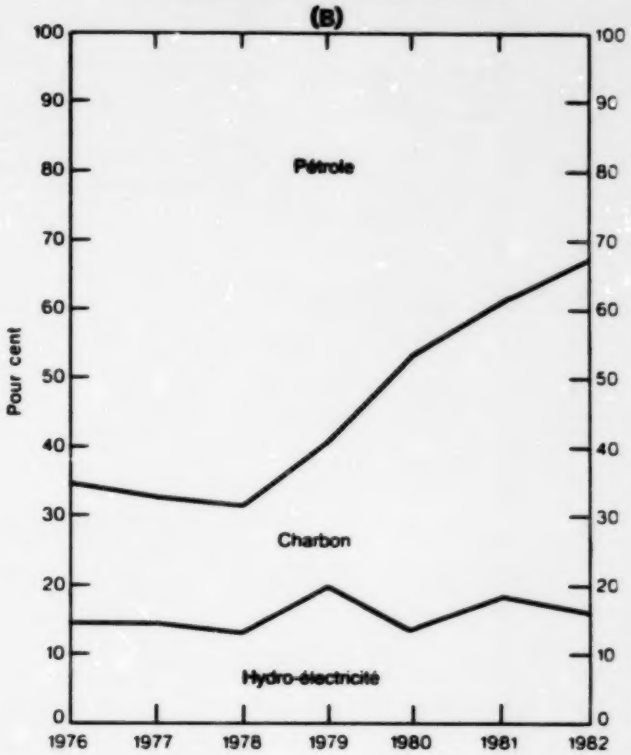
Le coût en combustible de la filière moyenne était, en 1982, de 22,9 mils/kW.h, soit une hausse par rapport à 14,9 mils/kW.h en 1978.

Fig. 5.4 NOUVELLE-ÉCOSSE

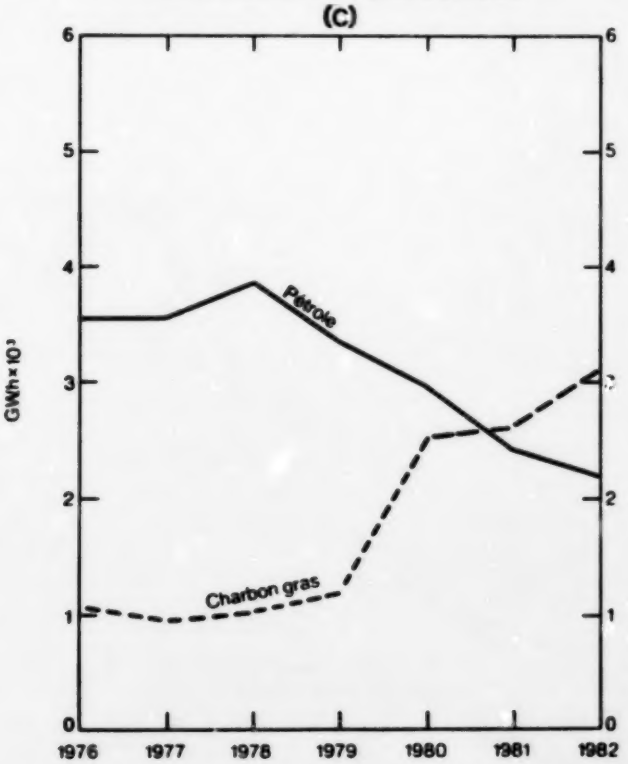
PRODUCTION ET CONSOMMATION NETTES



SERVICES: POURCENTAGE DE LA PRODUCTION TOTALE NETTE



SERVICES: PRODUCTION THERMIQUE NETTE PAR TYPE DE COMBUSTIBLE



SERVICES: COÛT DU COMBUSTIBLE PAR TYPE DE COMBUSTIBLE

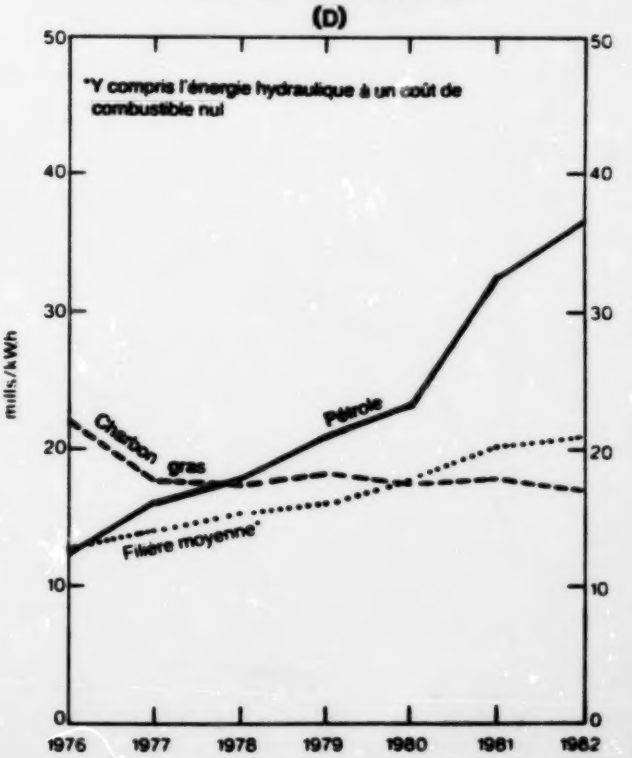
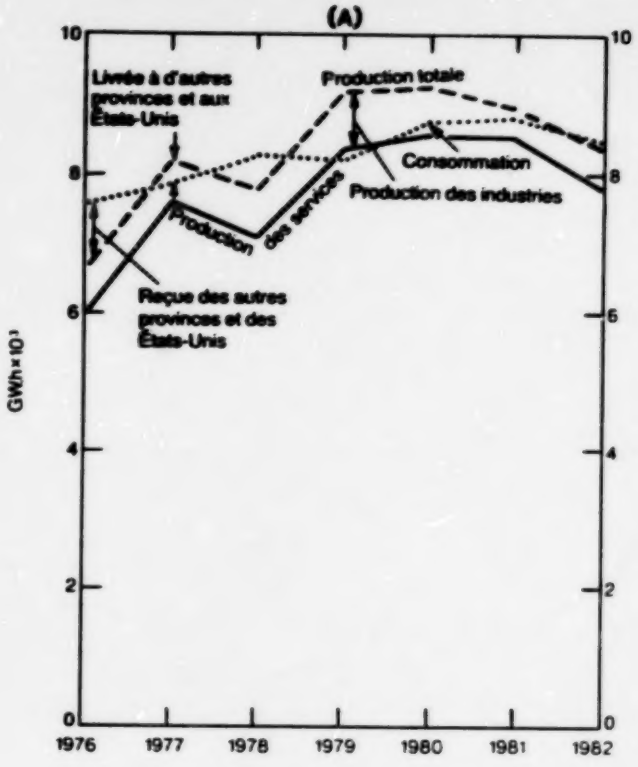


Fig. 5.5 NOUVEAU-BRUNSWICK

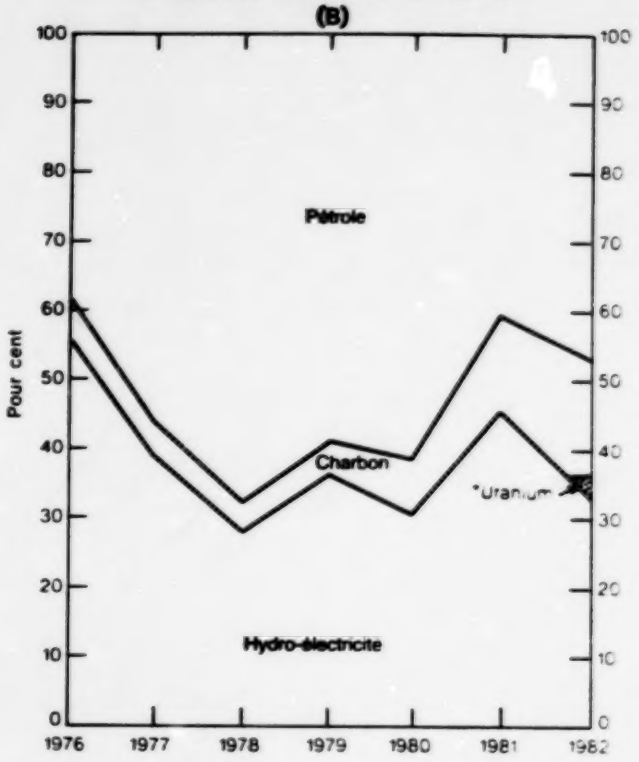
PRODUCTION ET CONSOMMATION NETTES

(A)



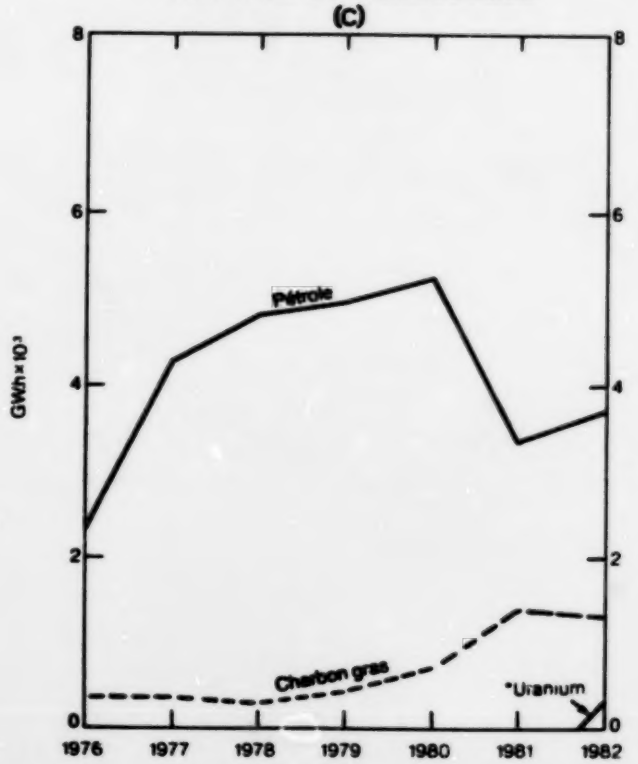
SERVICES: POURCENTAGE DE LA PRODUCTION TOTALE NETTE

(B)



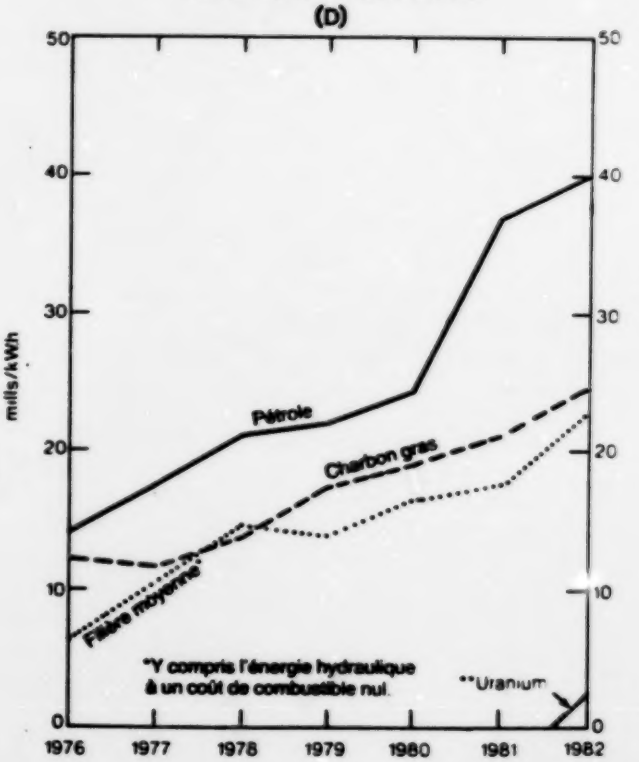
SERVICES: PRODUCTION THERMIQUE NETTE PAR TYPE DE COMBUSTIBLE

(C)



SERVICES: COÛT DU COMBUSTIBLE PAR TYPE DE COMBUSTIBLE

(D)



5.6 Québec (Figure 5.6)

Comme l'indique la figure 5.6(A), la production nette totale des services d'électricité du Québec a chuté de 103 200 GW.h en 1981 à 100 000 GW.h en 1982, après plusieurs années d'augmentation au taux annuel d'environ 7 pour cent. Les figures 5.6(B) et 5.6(C) montrent que presque toute l'énergie produite dans la province est d'origine hydro-électrique. Le pétrole est utilisé essentiellement dans des installations assurant le service de pointe et dans des endroits isolés. Une partie de la production nucléaire du réacteur de démonstration de Gentilly I, actuellement inutilisé, est indiquée.

En 1982, la consommation, qui était de 118 000 GW.h, a baissé par rapport au niveau de 1981 soit 120 700 GW.h, ce qui représente une baisse de 2,2 pour cent après avoir récemment atteint un taux de croissance annuelle supérieur à 4 pour cent.

La figure 5.6(A) indique aussi la quantité nette d'électricité reçue de l'extérieur de la province. Cela est attribuable à l'achat de 35 715 GW.h de la centrale de Churchill Falls au Labrador. En 1982, le Québec a exporté 8 536 GW.h d'énergie et vendu environ 9 600 GW.h à l'Ontario et au Nouveau-Brunswick.

Le coût en combustible de la filière moyenne, pour la production d'électricité, en présumant un coût nul pour l'hydro-électricité, a été négligeable, bien que les coûts en combustible au Québec aient été semblables à ceux des provinces avoisinantes.

5.7 Ontario (Figure 5.7)

La figure 5.7(A) indique que la production totale à l'intérieur de la province a baissé de 111 000 GW.h en 1981 à 110 400 GW.h en 1982. La production des services publics a suivi un modèle identique. La figure 5.7(B) montre que l'Ontario compte à présent autant sur le charbon, sur la filière nucléaire et sur l'hydro-électricité pour produire son énergie électrique. Les ressources hydro-électriques en Ontario ont pour la plupart été mises en valeur. Par conséquent, les nouvelles grandes installations sont soit nucléaires soit alimentées au charbon. Ontario Hydro mène un programme nucléaire dynamique qui a entraîné le remplacement, à un niveau élevé, du charbon et d'autres combustibles fossiles. En 1982, contrairement à la tendance établie, la production nuclaire et la production hydro-électrique ont chuté tandis que la production à partir du charbon augmentait. Cela est surtout dû à une faible hydraulicité, à une demande réduite et à une disponibilité plus faible des installations nucléaires. De même, pour la première fois depuis quelques années, aucune nouvelle installation nucléaire n'a été ajoutée.

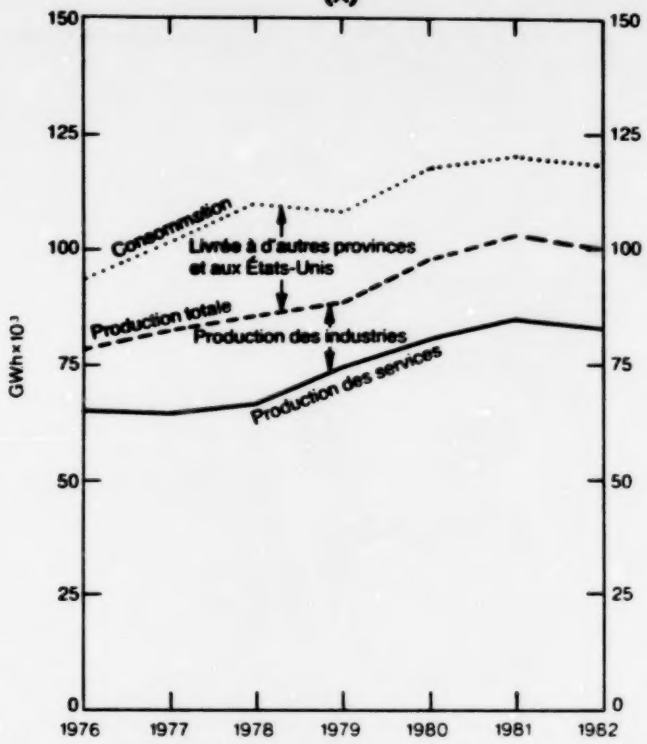
La consommation totale d'électricité a légèrement baissé de 107 700 GW.h en 1981 à 106 500 GW.h en 1982. Ces chiffres comprennent une composante exportée de 11 311 GW.h en 1981 et de 11 167 GW.h en 1982. Les achats du Québec et du Manitoba ont totalisé 6 581 GW.h en 1982, ce qui a entraîné une livraison nette de 4 586 GW.h.

En 1982, le coût en combustible de la filière moyenne était de 8,9 mils/kW.h, ce qui représente une hausse par rapport à 4,9 mils/kW.h en 1978. On attribue surtout ce faible coût au combustible nucléaire qui coûtait 2,9 mils/kW.h en 1982 et au coût nul présumé pour l'hydro-électricité.

Fig. 5.6 QUÉBEC

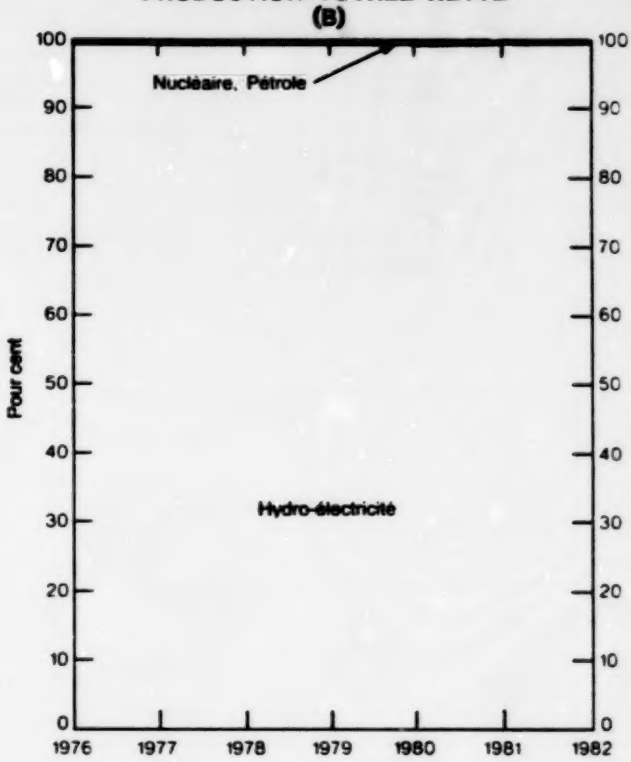
PRODUCTION ET CONSOMMATION NETTES

(A)



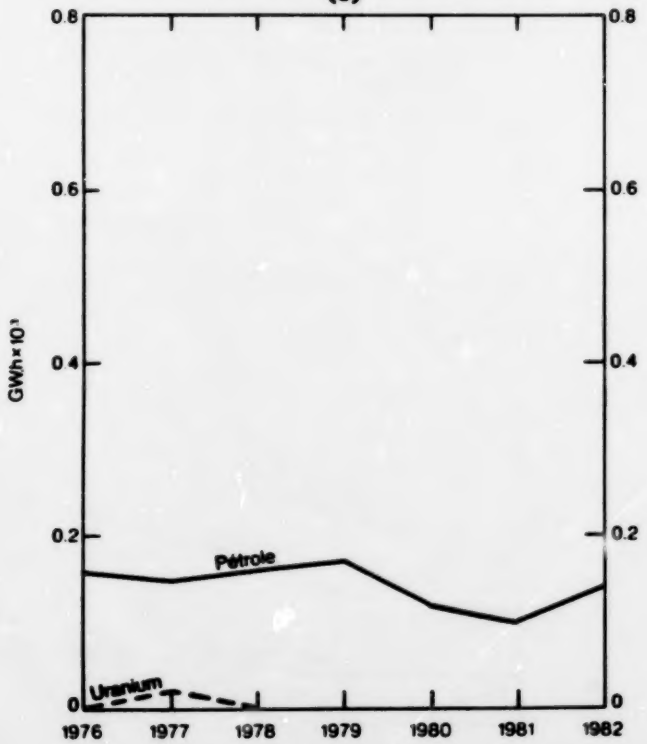
SERVICES: POURCENTAGE DE LA PRODUCTION TOTALE NETTE

(B)



SERVICES: PRODUCTION THERMIQUE NETTE PAR TYPE DE COMBUSTIBLE

(C)



SERVICES: COÛT DU COMBUSTIBLE PAR TYPE DE COMBUSTIBLE

(D)

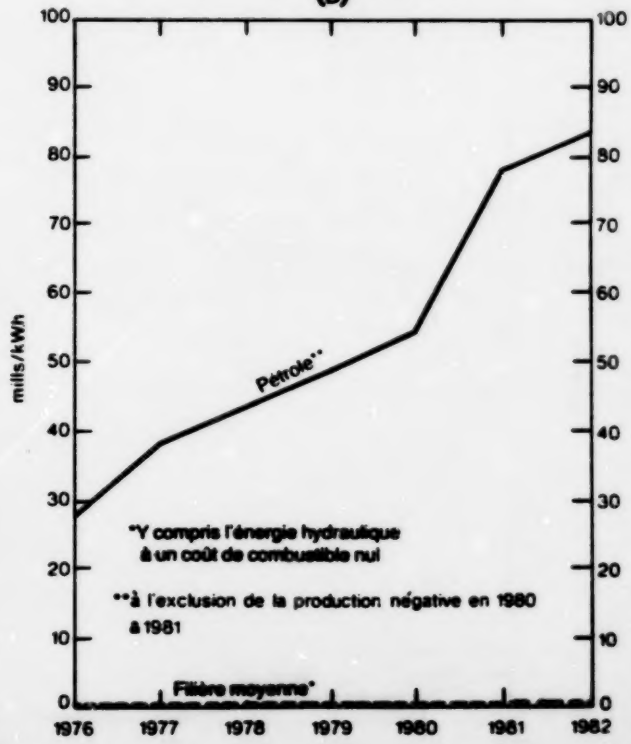
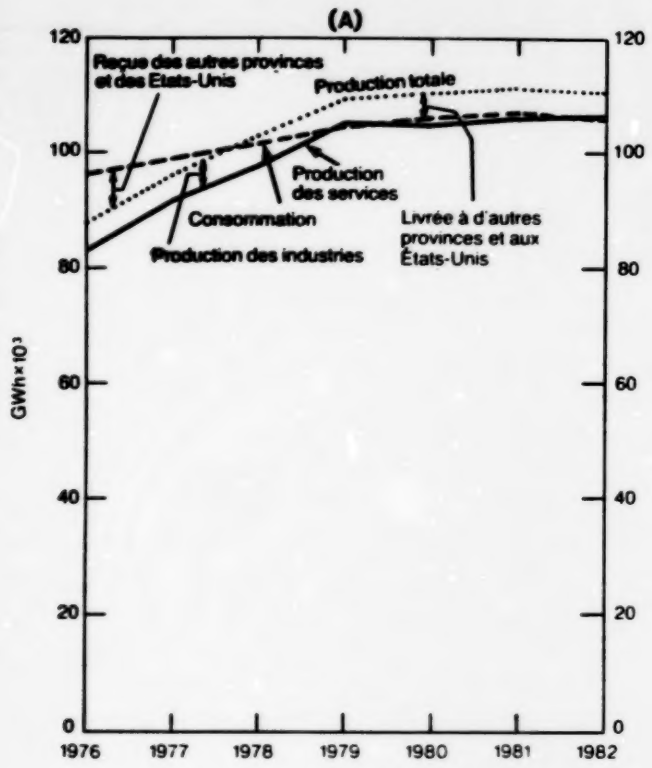
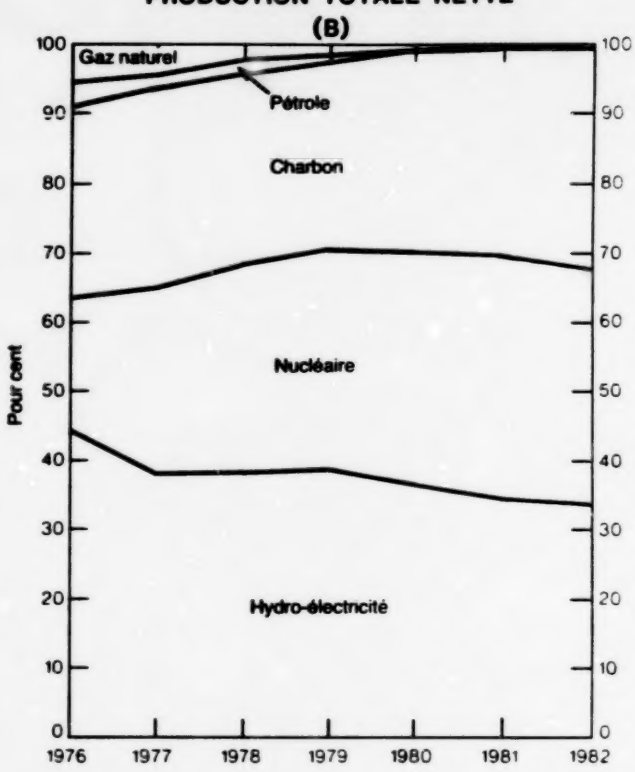


FIG. 5.7 ONTARIO

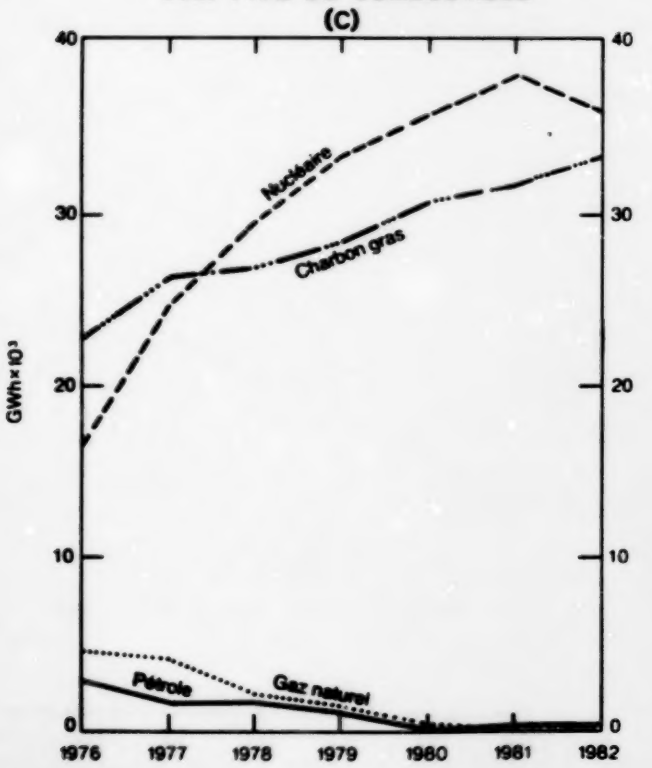
PRODUCTION ET CONSOMMATION NETTES



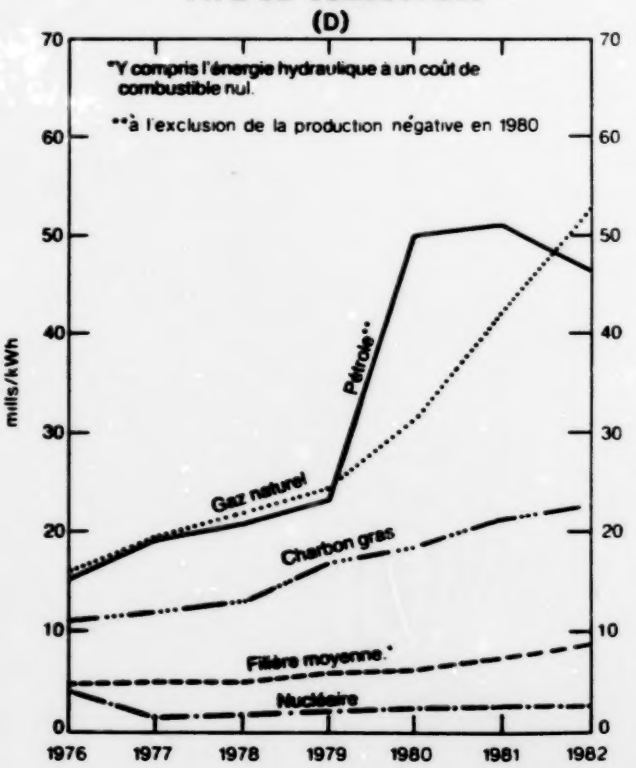
SERVICES: POURCENTAGE DE LA PRODUCTION TOTALE NETTE



SERVICES: PRODUCTION THERMIQUE NETTE PAR TYPE DE COMBUSTIBLE



SERVICES: COÛT DU COMBUSTIBLE PAR TYPE DE COMBUSTIBLE



5.8 Manitoba (Figure 5.8)

La figure 5.8(A) indique que, contrairement à ce qui s'est passé dans l'Ouest du Canada, la production totale d'électricité au Manitoba est passée de 18 300 GW.h en 1981 à 20 700 GW.h en 1982. Pratiquement toute cette énergie a été produite à partir des ressources hydro-électriques. La figure 5.8(B) indique que les combustibles fossiles représentaient environ 1 pour cent de la production totale. Ils ont été utilisés dans des endroits isolés et pendant les périodes de faible hydraulicité.

La consommation totale est passée de 13 300 GW.h en 1978 à 14 300 GW.h en 1982, ce qui représente un taux de croissance composée de 1,8 pour cent par an. L'augmentation de 1981 à 1982 a été de 5,8 pour cent. Cela est surtout dû à une augmentation des ventes à l'exportation de 3 680 GW.h en 1981 à 5 253 GW.h en 1982.

Le coût en combusbible de la filière moyenne a été minime étant donné que le coût de l'hydro-électricité est nul et que les combustibles fossiles ont à peine été utilisés.

5.9 Saskatchewan (Figure 5.9)

Comme le montre la figure 5.9(A), la production nette des services publics d'électricité a augmenté au rythme d'environ 3,5 pour cent par an de 1978 à 1981. En 1982, cependant, la production nette a été de 9 400 GW.h, soit une hausse de seulement 100 GW.h par rapport en 1981. La part de l'hydro-électricité a été plus faible en 1982 que l'année précédente en raison d'une faible hydraulicité. Il a donc fallu utiliser davantage de charbon. Comme l'indique la figure 5.9(B), le charbon a continué d'être la principale source d'électricité dans la province, représentant 70,5 pour cent du total. Les exportations brutes ont totalisé 59 GW.h en 1982, mais ont été compensées par des achats nets d'énergie du Manitoba et par quelques importations qui ont entraîné un apport net d'énergie.

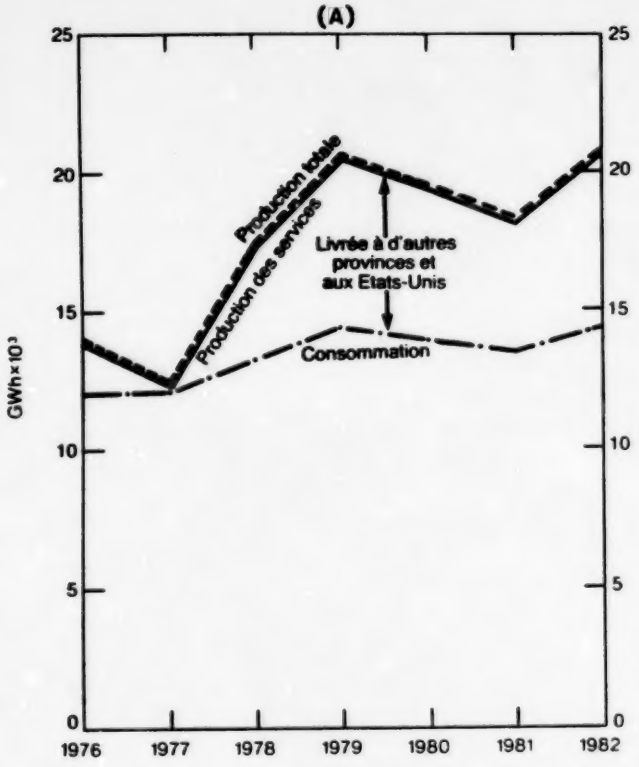
La consommation est passée de 9 900 GW.h en 1981 à 10 200 GW.h en 1982, soit une augmentation de 3,1 pour cent. Ce chiffre est un peu plus faible que le taux annuel de croissance composée de 4,2 pour cent réparti sur cinq ans.

En 1982, le coût en combustible de la filière moyenne était de 7,4 mils kW.h, soit une hausse par rapport aux 3,8 mils en 1978. Ce faible coût moyen est surtout dû au fait que la province a beaucoup utilisé de sources bon marché de lignite local.

FIG. 5.8 MANITOBA

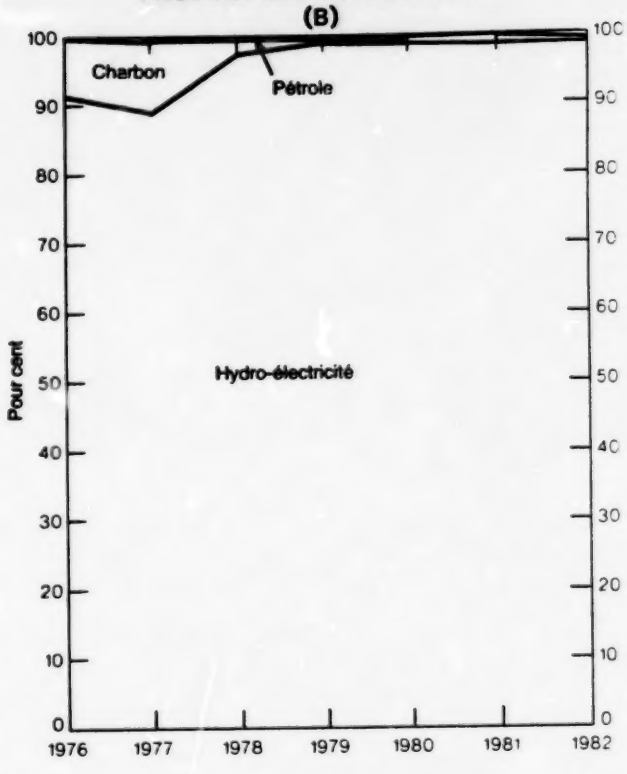
PRODUCTION ET CONSOMMATION NETTES

(A)



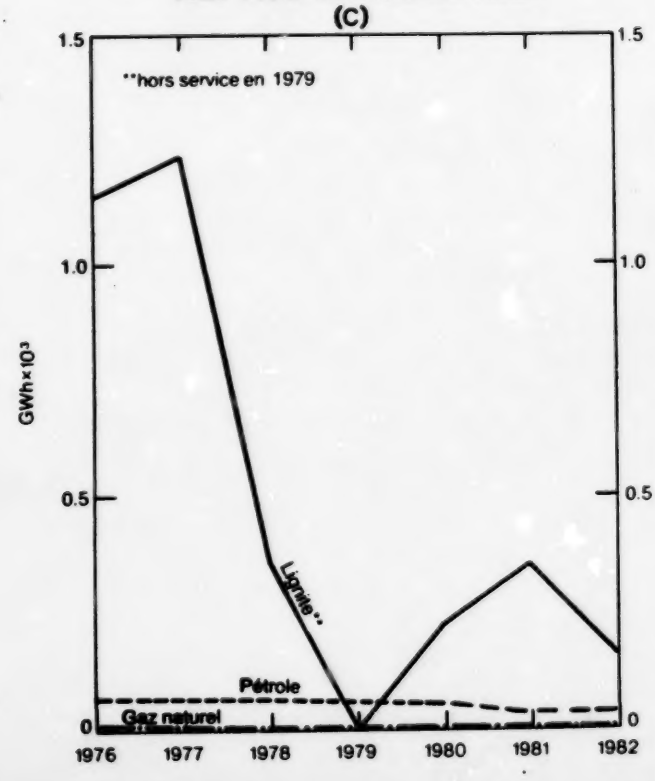
SERVICES: POURCENTAGE DE LA PRODUCTION TOTALE NETTE

(B)



SERVICES: PRODUCTION THERMIQUE NETTE PAR TYPE DE COMBUSTIBLE

(C)



SERVICES: COÛT DU COMBUSTIBLE PAR TYPE DE COMBUSTIBLE

(D)

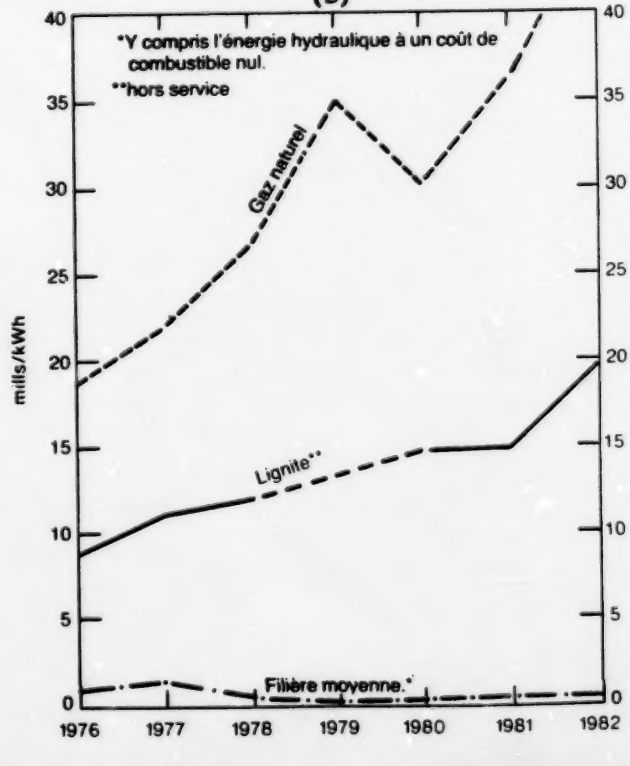
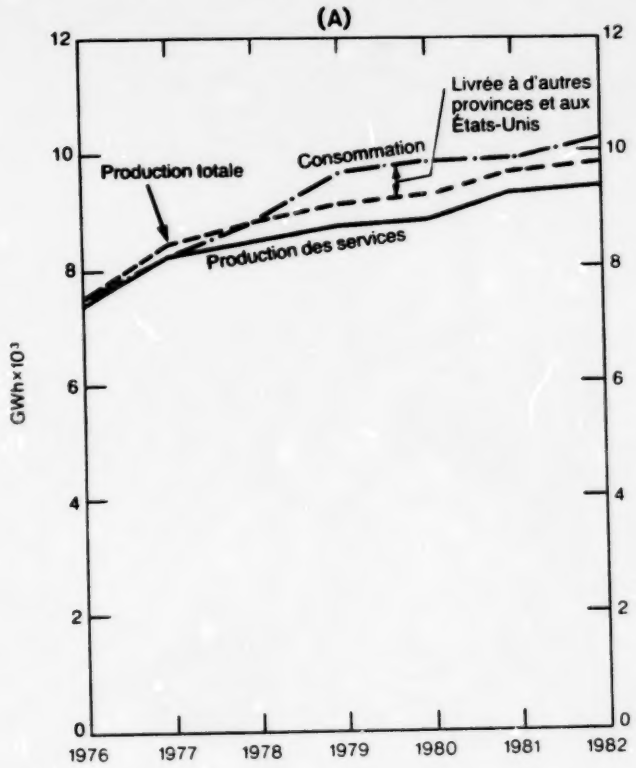
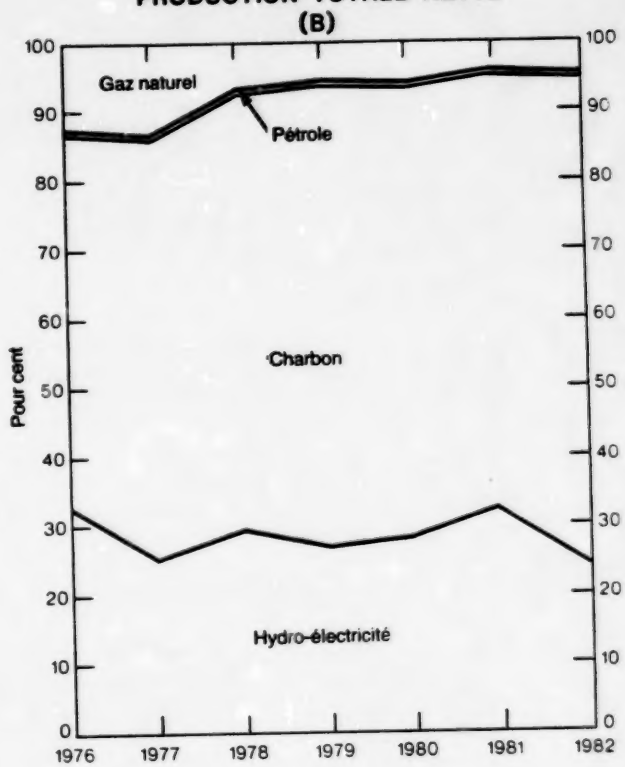


Fig. 5.9 SASKATCHEWAN

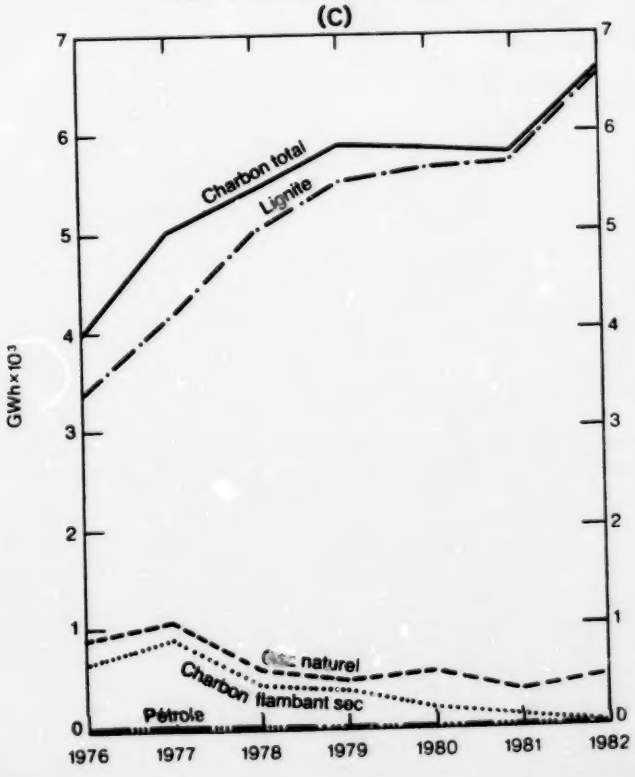
PRODUCTION ET CONSOMMATION NETTES



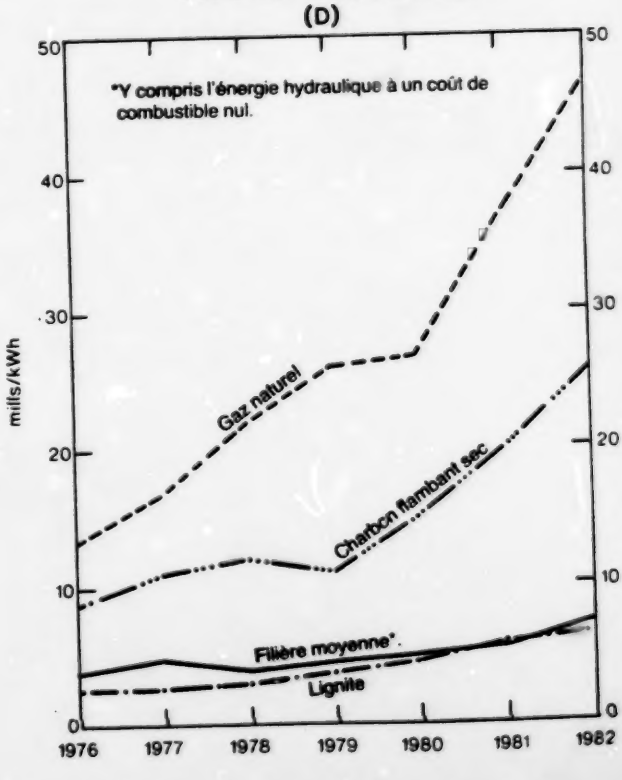
SERVICES: POURCENTAGE DE LA PRODUCTION TOTALE NETTE



SERVICES: PRODUCTION THERMIQUE NETTE PAR TYPE DE COMBUSTIBLE



SERVICES: COÛT DU COMBUSTIBLE PAR TYPE DE COMBUSTIBLE



5.10 Alberta (Figure 5.10)

Comme l'indique la figure 5.10(A), la production nette des services publics d'électricité a constamment augmenté, passant de 18 400 GW.h en 1978 à 24 500 GW.h en 1982, soit l'équivalent d'un taux de croissance de 7,4 pour cent. Il vaut la peine de remarquer l'utilisation décroissante du gaz naturel et l'importance croissante du charbon flambant sec local qui représente maintenant jusqu'à 81,2 pour cent de la production totale.

Au cours de la même période quinquennale, la consommation a augmenté à un rythme assez régulier supérieur à 9 pour cent, bien que l'augmentation de 1982 n'ait été que de 7,4 pour cent.

En 1982, le coût en combustible de la filière moyenne était de 7,2 mils/kW.h, soit une augmentation de 4,3 mils/kW.h en 1978. Ce coût modeste est surtout dû à l'utilisation de ressources houillères locales bon marché.

5.11 Colombie-Britannique (Figure 5.11)

Comme l'indique la figure 5.11(A), après une année d'hydraulicité satisfaisante en 1981, la production totale a chuté en 1982 de 5,4 pour cent, s'établissant à 36 700 GW.h. Cette diminution de la production hydro-électrique a entraîné une chute des exportations totales de 8 821 GW.h en 1981 à 6 171 GW.h en 1982. Comme l'indique la figure 5.11(B), 99,6 pour cent de la production totale étaient d'origine hydraulique.

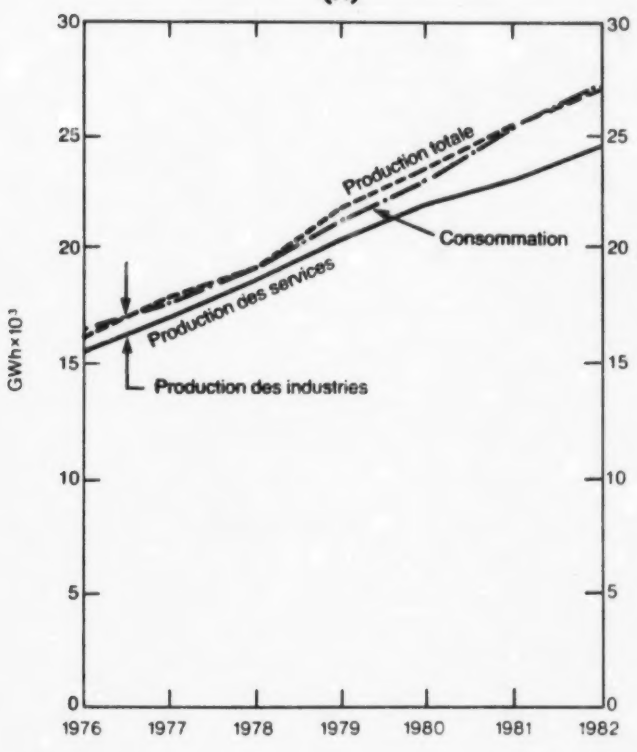
La consommation a augmenté de 1,8 pour cent de 1981 à 1982, passant à 44 000 GW.h. Ce chiffre est légèrement inférieur au taux de 2,4 pour cent pour la période quinquennale.

Le coût en combustible de la filière moyenne, illustré à la figure 5.11(D) a été négligeable étant donné le coût nul de l'hydro-électricité.

Fig. 5.10 ALBERTA

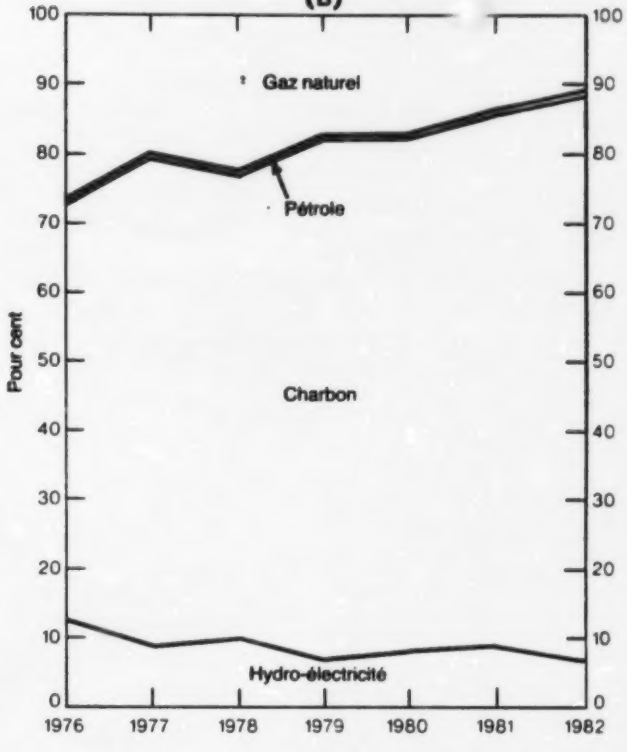
PRODUCTION ET CONSOMMATION NETTES

(A)



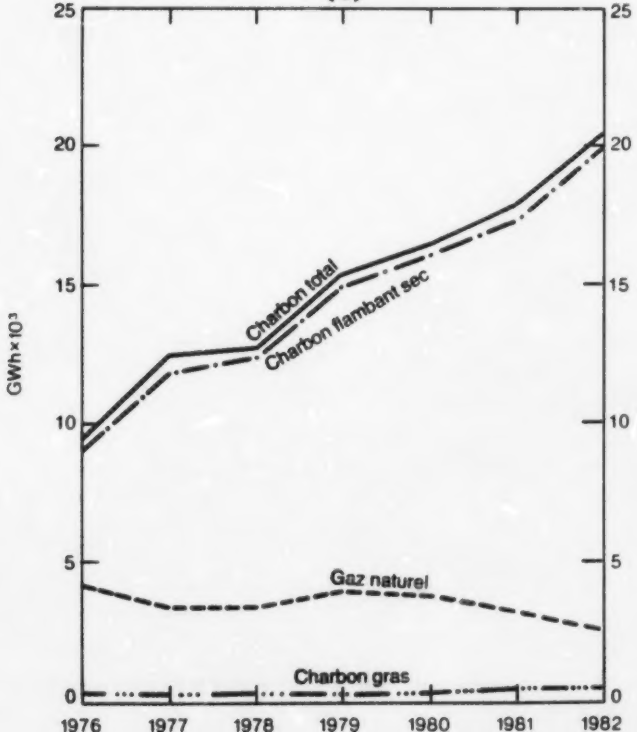
SERVICES: POURCENTAGE DE LA PRODUCTION TOTALE NETTE

(B)



SERVICES: PRODUCTION THERMIQUE NETTE PAR TYPE DE COMBUSTIBLE

(C)



SERVICES: COÛT DU COMBUSTIBLE PAR TYPE DE COMBUSTIBLE

(D)

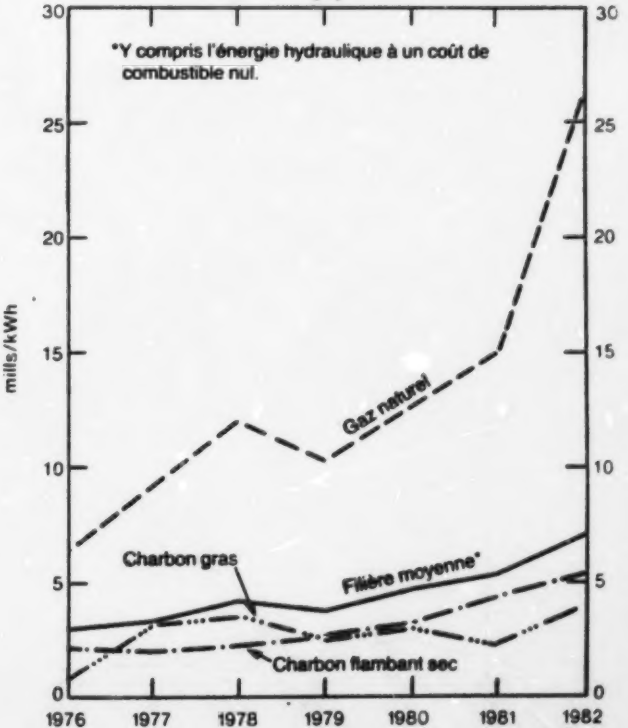
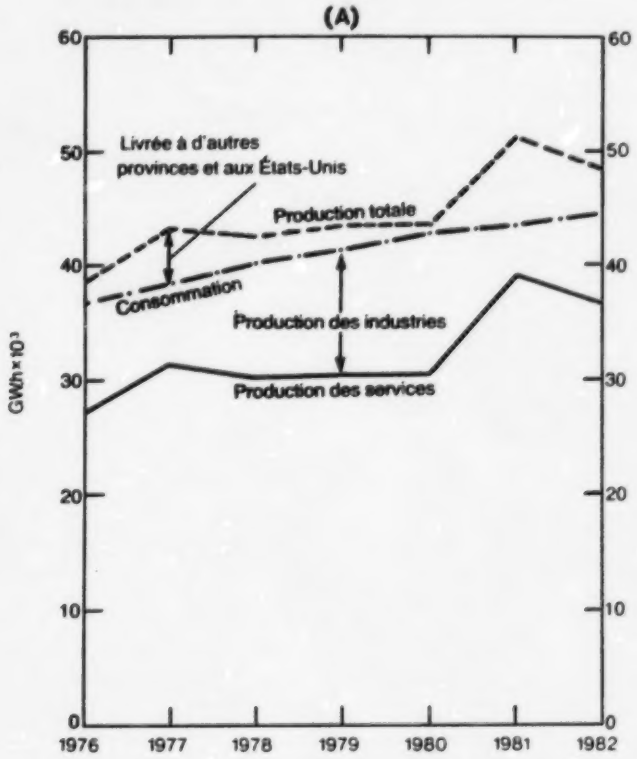
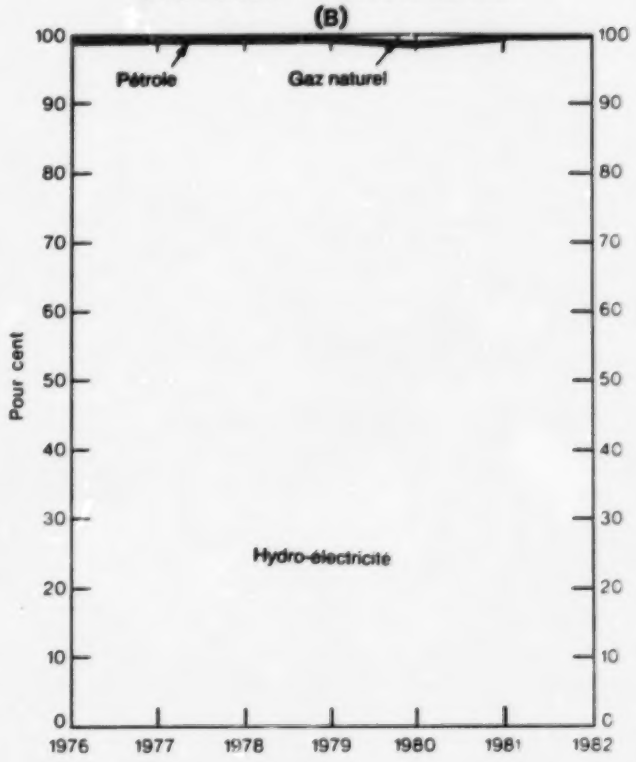


Fig. 5.11 COLOMBIE-BRITANNIQUE

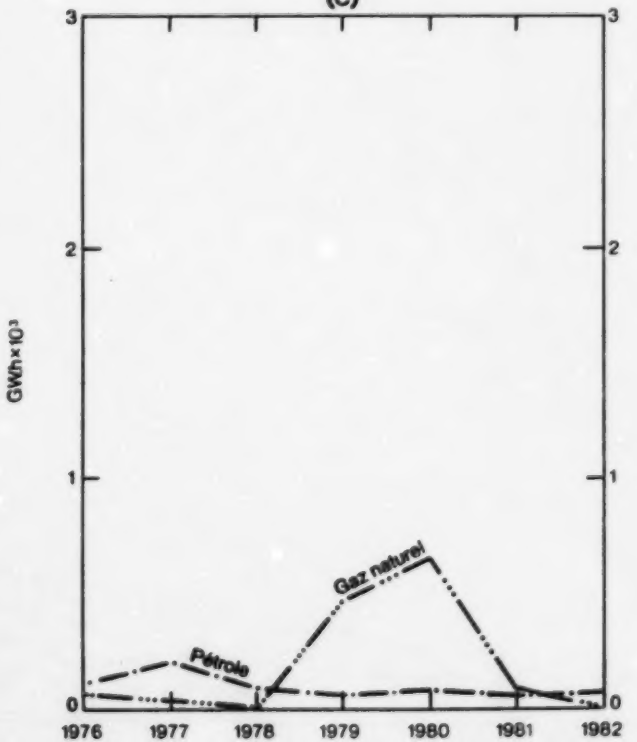
PRODUCTION ET CONSOMMATION NETTES



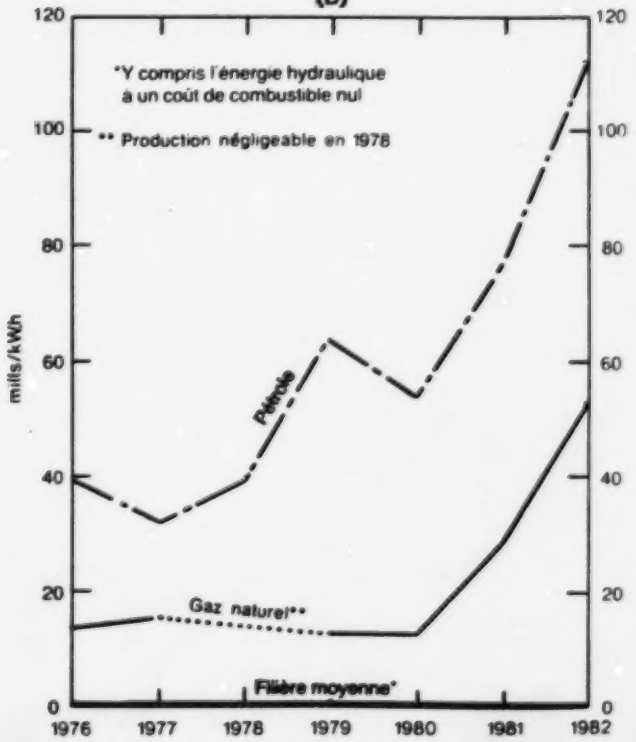
SERVICES: POURCENTAGE DE LA PRODUCTION TOTALE NETTE



SERVICES: PRODUCTION THERMIQUE NETTE PAR TYPE DE COMBUSTIBLE



SERVICES: COÛT DU COMBUSTIBLE PAR TYPE DE COMBUSTIBLE



5.12 Yukon (Figure 5.12)

La figure 5.12(A) indique que la production totale et la consommation totale ont baissé, en 1982, de 385 GW.h en 1981 à 344 GW.h en 1982, soit une chute de 10,7 pour cent. Les industries n'ont signalé aucune production d'électricité depuis 1979. La figure 5.12(B) indique que l'hydro-électricité représentait environ 80 pour cent de la production totale.

En 1982, le coût en combustible de la filière moyenne était de 21,9 mils/kW.h, ce qui représente une hausse par rapport à 4,3 mils/kW.h en 1978. De nombreuses localités isolées n'utilisent que des génératrices diesel dont les coûts en combustible sont supérieurs à 100 mils/kW.h.

5.13 Territoires du Nord-Ouest (Figure 5.13)

Comme l'indique la figure 5.13(A), la production totale a chuté de 471 GW.h en 1981 à 441 GW.h en 1982, soit une baisse de 6,8 pour cent. Cette baisse contraste avec le taux de croissance annuelle d'environ 4 pour cent réparti sur cinq ans. Comme l'indique la figure 5.13(B), 57 pour cent de la production totale en 1982 était attribuable aux installations hydro-électriques. Le reste de l'approvisionnement provenait d'unités à combustion interne alimentées en pétrole, situées dans des localités isolées.

La consommation a aussi baissé de 502 GW.h en 1981 à 497 GW.h en 1982, ce qui représente une baisse de 1 pour cent.

Le coût en combustible de la filière moyenne était de 42,7 mils kW.h en 1982, alors qu'il n'était de 16,2 mils/kW.h en 1978. De nombreuses localités isolées n'étaient desservies que par des unités alimentées au pétrole dont les coûts en combustible dépassaient 100 mils kW.h.

Fig. 5.12 YUKON

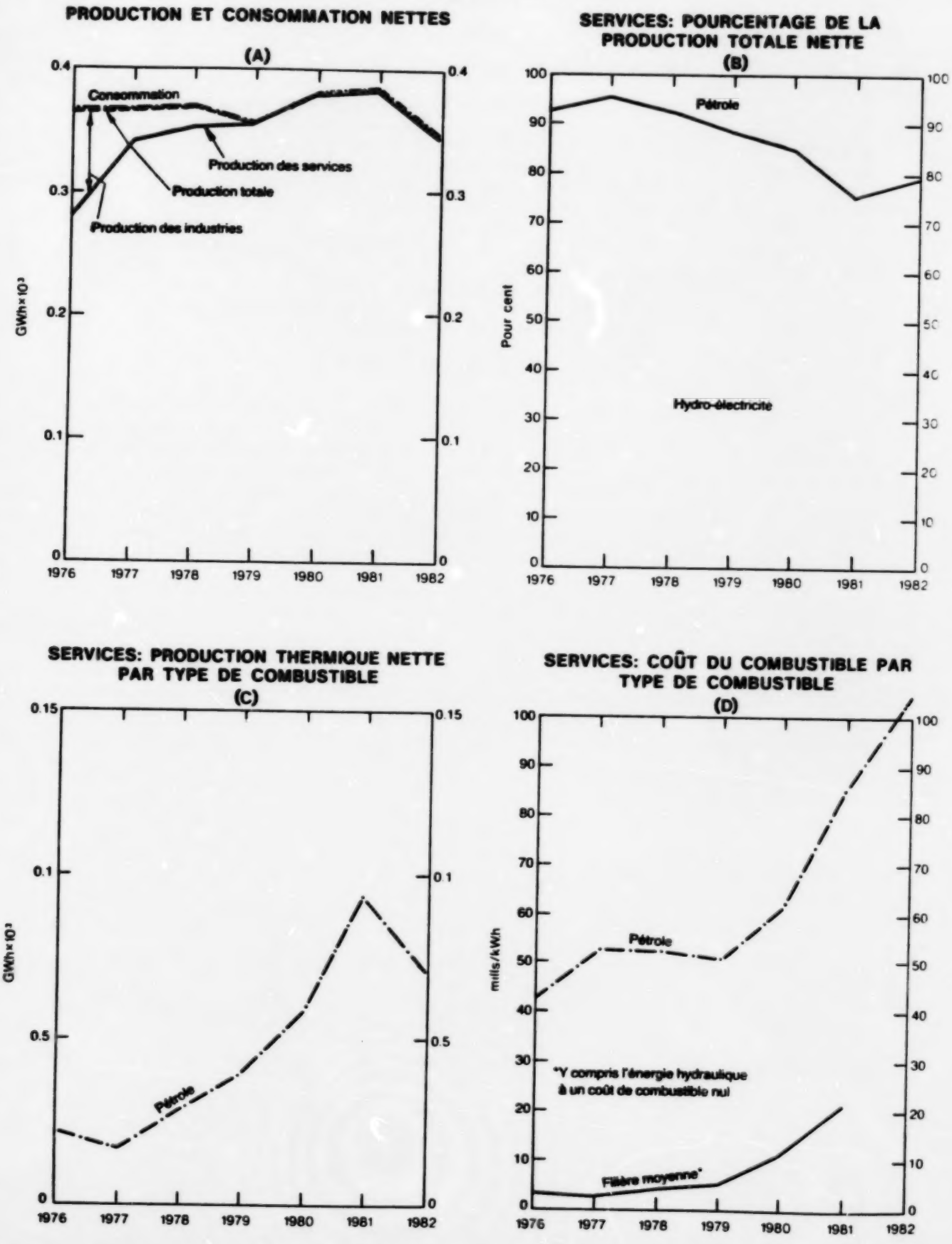
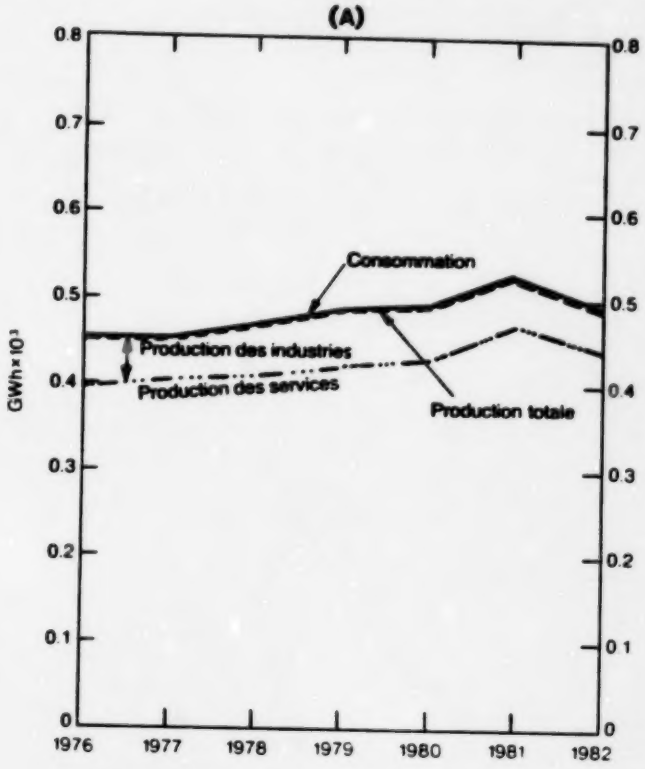


Fig. 5.13 TERRITOIRES DU NORD-QUEST

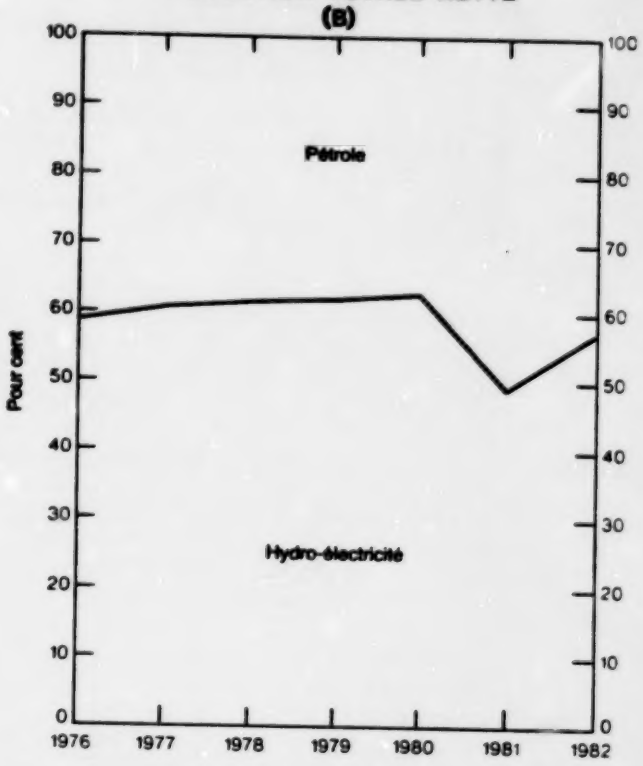
PRODUCTION ET CONSOMMATION NETTES

(A)



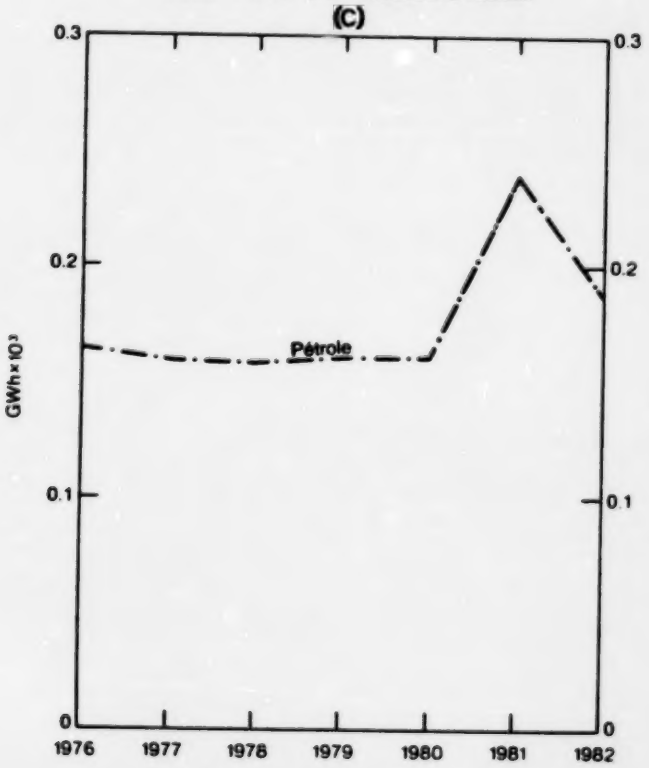
SERVICES: POURCENTAGE DE LA PRODUCTION TOTALE NETTE

(B)



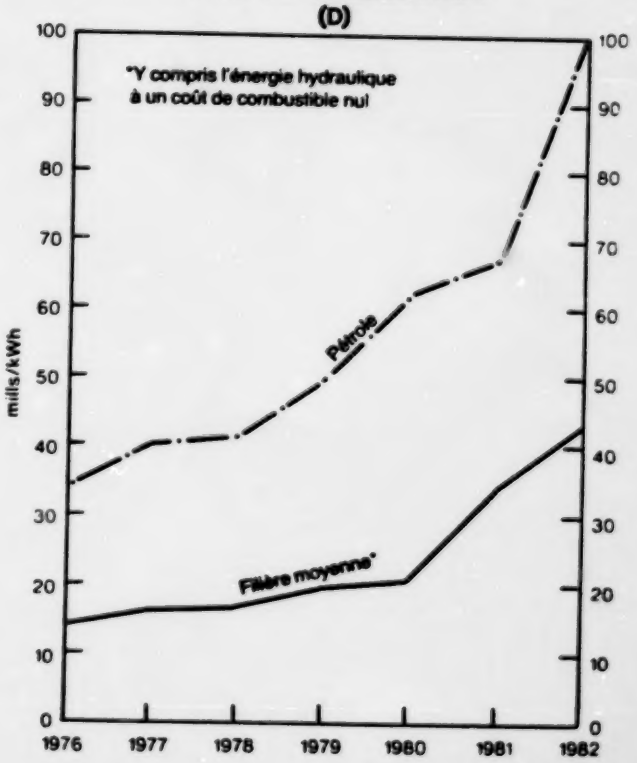
SERVICES: PRODUCTION THERMIQUE NETTE PAR TYPE DE COMBUSTIBLE

(C)



SERVICES: COÛT DU COMBUSTIBLE PAR TYPE DE COMBUSTIBLE

(D)



6. PRODUIT NATIONAL BRUT PAR RAPPORT À LA POPULATION CANADIENNE ET AUX TENDANCES DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ, DE 1961 À 1982

L'Office a pris note d'autres études selon lesquelles il existe des liens entre la consommation d'électricité pour habitant et le produit national brut (BNB) par habitant (Réf. 10). En conséquence, nous avons analysé ces liens en ce qui concerne le Canada.

Le tableau 6.A fournit des données sur la consommation d'énergie électrique, sur le PNB réel et sur la population au cours de la période s'étendant de 1961 à 1982. Les taux annuels moyens de croissance composée sont d'environ 6,8 pour cent, 5,5 pour cent et 1,7 pour cent, respectivement, pour la période de 1961 à 1970 inclusivement et de 4,6 pour cent, de 3,0 pour cent et de 1,2 pour cent, respectivement, pour la période de 1971 à 1982 (Réf. 5,6,8 et 9). La figure 6.1 illustre la corrélation entre la consommation d'électricité par habitant et le PNB réel par habitant. On remarque une déviation par rapport à la tendance établie jusqu'à 1979. C'est la seule période de ce genre depuis le début de la tendance en 1961.

Le tableau 6.B fournit des données sur le comportement du prix réel de l'électricité entre 1970 et 1982. La tendance à long terme était constamment à la baisse jusqu'en 1974; par la suite, des augmentations se sont produites jusqu'à 1979. Après avoir culminé en 1979 et en 1980, le prix moyen a chuté à 13,3 mils/kW.h (dollars de 1971) en 1981 et a grimpé à nouveau jusqu'à 13,9 mils/kW.h en 1982 (Réf. 5 et 9).

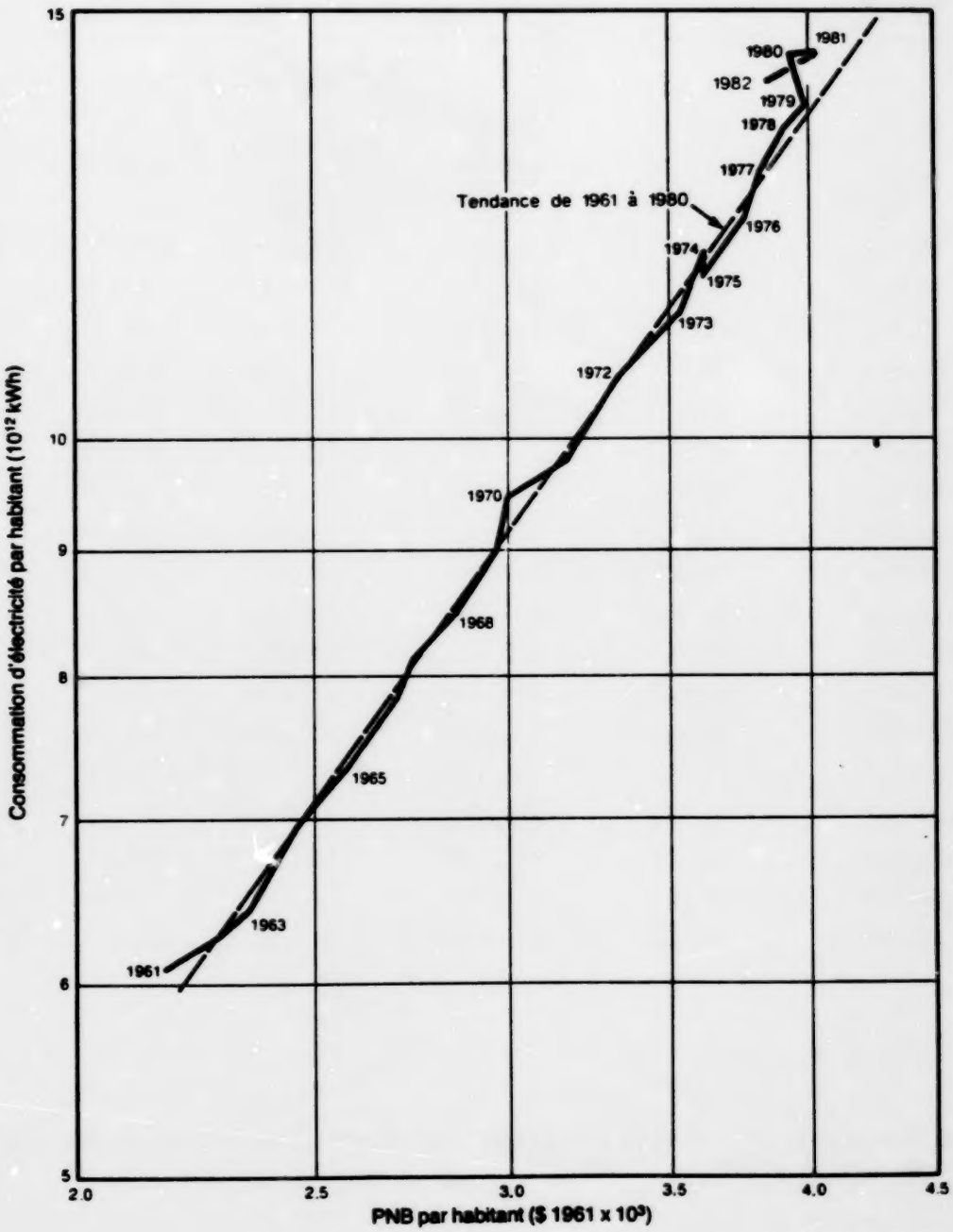


Fig. 6.1 Consommation d'électricité/ habitant vs PNB/ habitant

TABLEAU 6.A

PNB, CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ ET POPULATION
POUR TOUT LE CANADA

Année	PNB ($1971x10^9$)	PNB[1] ($1961x10^9$)	Consom.[2] d'élec. ($kW.hx10^9$)	Population ($cap.x10^6$)	PNB/habit. ($1961)	Consom./Cap. (kW.h)
1961	54,741	39,646	110,950	18,238	2173,8	6083,5
1962	58,473	42,349	116,135	18,583	2278,9	6249,5
1963	62,486	44,531	121,510	18,931	2352,3	6418,6
1964	65,610	47,519	133,949	19,290	2462,9	6944,0
1965	69,981	50,685	144,165	19,644	2580,2	7338,9
1966	74,844	54,207	156,956	20,015	2708,3	7841,9
1967	77,344	56,016	165,812	20,378	2748,3	8136,8
1968	81,864	59,292	175,849	20,701	2864,2	8494,7
1969	86,225	62,448	188,648	21,001	2973,6	8982,8
1970	88,390	64,014	201,298	21,297	3005,8	9451,9
1971	94,450	68,405	211,492	21,568	3171,6	9805,8
1972	100,248	72,604	231,557	21,802	3330,2	10620,9
1973	107,812	78,082	249,296	22,042	3542,4	11310,1
1974	111,678	80,882	267,298	22,364	3616,6	11952,2
1975	113,005	81,843	265,995	22,697	3605,9	11717,6
1976	119,612	86,628	284,829	22,993	3767,6	12387,6
1977	121,988	88,349	299,929	23,287	3793,9	12879,7
1978	126,347	91,506	316,827	23,534	3882,5	13462,5
1979	130,362	94,414	323,469	23,769	3972,1	13608,9
1980	131,675	95,365	340,068	24,058	3964,0	14135,3
1981	136,174	98,623	346,332	24,342	4051,6	14277,8
1982	130,069	94,202	345,437	24,634	3824,1	14022,8

(Refs, 6, 7, 8 et 9)

(1) PNB en dollars de 1971 divisé par 1,38075 (le coefficient $ 1971/$ 1961 pour les années de 1961 à 1970)

(2) Total disponible au Canada

TABLEAU 6.B

PRIX MOYEN DE VENTE DE L'ÉLECTRICITÉ

Année	Recettes $ 10^6	Ventes[1] 10^6kW.h	Mils/kW.h (actuel $)	Indice[2] déflateur	Mils/kW.h ($ 1971)
1970	1 716	137 972	12,4	0,972	12,8
1971	1 878	147 203	12,8	1,000	12,8
1972	2 065	162 729	12,7	1,048	12,1
1973	2 326	177 724	13,1	1,127	11,6
1974	2 677	193 329	13,8	1,250	11,0
1975	3 114	194 571	16,0	1,385	11,6
1976	3 852	213 612	18,0	1,489	12,1
1977	4 842	226 004	21,4	1,608	13,3
1978	5 612	235 975	23,8	1,752	13,6
1979	6 425	245 537	26,2	1,912	13,7
1980	7 355	254 684	28,9	2,106	13,7
1981	8 371	265 930	31,5	2,369	13,3
1982	9 684	264 289	36,6	2,625	13,9

(Ref. 5)

(1) Total des ventes aux derniers abonnés

(2) Indice déflateur des prix à la consommation en dollars de 1971

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

1. Electricity Generation by Utilities at Thermal Plants in Canada - Données de 1968, 1969 et 1970 - Direction du Génie, Office national de l'énergie

2. Services canadiens d'électricité - Analyses de la production et des tendances - Office national de l'énergie - Annuel, 1971 à 1980

3. Centrales thermiques et consommation de combustible - 1982, Statistique Canada - Questionnaire numéro 5

4. Statistiques de l'énergie électrique - Décembre 1981 - Numéro de Catalogue: 57-001 - Statistique Canada (De cette source, seulement la production préliminaire d'énergie hydro-électrique et les données sur la consommation pour l'année en cours).

5. Statistiques de l'énergie électrique - Volume II, Statistiques annuelles - 1978 à 1982. Numéro de catalogue: 57-202 - Statistique Canada

6. Statistiques de l'énergie électrique - Volume III - Statistiques annuelles - 1982, Numéro de catalogue: 57-206 - Statistique Canada

7. Estimations de la population du Canada et des provinces. Annuel, numéro de catalogue: 91-201 - Statistique Canada.

8. Comptes nationaux des revenus et des dépenses. Annuelle, numéro de catalogue: 13-201 et trimestrielle, numéro de catalogue: 13-001 - Statistique Canada

9. Prix à la consommation et indices des prix. Trimestrielle (Oct.-Déc.) Numéro de catalogue: 62-010 (anciennement, mensuelle, no de catalogue: 62-002) - Statistique Canada

10. Aoki, H., New Method of Long Range or Very Long Range Demand Forecast of Energy, including Electricity Viewed from a Worldwide Standpoint - Electric Power Development Co. Ltd. Tokyo, Japan (1974)

11. Office national de l'énergie - Rapport annuel - 1981, 1982

TABLEAU 1.1

SERVICE PUBLICS D'ELECTRICITE

PRODUCTION ET CAPACITE INSTALLEE PAR PROVINCE

PAR SOURCE D'ENERGIE PRIMAIRE

1982

PROVINCE OU TERRITOIRE	COMBUSTIBLE FOSSILE		NUCLEAIRE		HYDROELECTRICITE		TOTAL	
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH
TERRE-NEUVE	728.1	1213.5	0.0	0.0	5913.9	42664.3	6642.0	43877.8
ILE-DU-PR.-EDOUARD	118.2	34.5	0.0	0.0	0.0	0.0	118.2	34.5
NOUVELLE-ECOSSE	1422.5	5293.2	0.0	0.0	355.7	1004.0	1778.2	6297.2
NOUVEAU-BRUNSWICK	1759.1	4979.5	630.0	254.1	847.4	2575.7	3236.6	7809.4
QUEBEC	1054.2	144.6	266.4	0.0	18106.7	82520.7	19427.3	82665.3
ONTARIO	12756.7	34750.9	5600.0	35899.4	6482.9	35868.8	24839.6	106519.0
MANITOBA	469.6	226.3	0.0	0.0	3641.1	20495.1	4110.7	20721.4
SASKATCHEWAN	1691.1	7167.0	0.0	0.0	552.9	2279.7	2244.0	9446.7
ALBERTA	5370.3	22910.5	0.0	0.0	733.7	1590.4	6104.0	24500.8
COLOMBIE-BRITANNIQUE	1330.0	146.2	0.0	0.0	7498.4	36526.5	8828.4	36672.7
YUKON	36.2	72.1	0.0	0.0	56.5	272.0	92.7	344.1
TERR. DU NORD-OUEST	112.9	188.5	0.0	0.0	44.0	252.6	156.9	441.1
CANADA	26849.1	77126.7	6496.4	36153.5	44233.3	226049.8	77578.8	339330.0

NOTA:

1. POUR LA VENTILATION DE L'ALIMENTATION EN COMBUSTIBLE FOSSILE, VOIR LES TABLEAUX 1.4(A) 1.4(B) ET 1.4.

TABLEAU 1.2

SERVICE PUBLICS D'ELECTRICITE

PRODUCTION ET CAPACITE INSTALLEE PAR PROVINCE

PAR SOURCE D'ENERGIE PRIMAIRE

POURCENTAGES DES RESULTATES CANADIENS

1982

PROVINCE OU TERRITOIRE	COMBUSTIBLE FOSSILE		NUCLEAIRE		HYDROELECTRICITE		TOTAL	
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH
TERRE-NEUVE	2.7	1.6	0.0	0.0	13.4	18.9	8.6	12.9
ILE-DU-PR.-EDOUARD	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0
NOUVELLE-ECOSSE	5.3	6.9	0.0	0.0	0.8	0.4	2.3	1.9
NOUVEAU-BRUNSWICK	6.6	6.5	9.7	0.7	1.9	1.1	4.2	2.3
QUEBEC	3.9	0.2	4.1	0.0	40.9	36.5	25.0	24.4
ONTARIO	47.5	45.1	86.2	99.3	14.7	15.9	32.0	31.4
MANITOBA	1.7	0.3	0.0	0.0	8.2	9.1	5.3	6.1
SASKATCHEWAN	6.3	9.3	0.0	0.0	1.3	1.0	2.9	2.8
ALBERTA	20.0	29.7	0.0	0.0	1.7	0.7	7.9	7.2
COLOMBIE-BRITANNIQUE	5.0	0.2	0.0	0.0	17.0	16.2	11.4	10.8
YUKON	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1
TERR. DU NORD-OUEST	0.4	0.2	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2	0.1
CANADA	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

NOTA:

1. POUR LA VENTILATION DE L'ALIMENTATION EN COMBUSTIBLE FOSSILE, VOIR LE TABLEAU 1.5.

TABLEAU 1.3

SERVICE PUBLICS D'ELECTRICITE

PRODUCTION ET CAPACITE INSTALLEE PAR PROVINCE

PAR SOURCE D'ENERGIE PRIMAIRE

POURCENTAGE DES RESULTATS PROVINCIAUX

1982

PROVINCE OU TERRITOIRE	COMBUSTIBLE FOSSILE		NUCLEAIRE		HYDROELECTRICITE		TOTAL	
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH
TERRE-NEUVE	11.0	2.8	0.0	0.0	89.0	97.2	100.0	100.0
ILE-DU-PR.-EDOUARD	100.0	100.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0	100.0
NOUVELLE-ECOSSE	80.0	84.1	0.0	0.0	20.0	15.9	100.0	100.0
NOUVEAU-BRUNSWICK	54.4	63.8	19.5	3.3	26.2	33.0	100.0	100.0
QUEBEC	5.4	0.2	1.4	0.0	93.2	99.8	100.0	100.0
ONTARIO	51.4	32.6	22.5	33.7	26.1	33.7	100.0	100.0
MANITOBA	11.4	1.1	0.0	0.0	88.6	98.9	100.0	100.0
SASKATCHEWAN	75.4	75.9	0.0	0.0	24.6	24.1	100.0	100.0
ALBERTA	88.0	93.5	0.0	0.0	12.0	6.5	100.0	100.0
COLOMBIE-BRITANNIQUE	15.1	0.4	0.0	0.0	84.9	99.6	100.0	100.0
YUKON	39.1	21.0	0.0	0.0	60.9	79.0	100.0	100.0
TERR. DU NORD-OUEST	72.0	42.7	0.0	0.0	28.0	57.3	100.0	100.0
CANADA	34.6	22.7	8.4	10.7	57.0	66.6	100.0	100.0

NOTA:

1. POUR LA VENTILATION DE L'ALIMENTATION EN COMBUSTIBLE FOSSILE, VOIR LE TABLEAU 1.6.

TABLEAU 1.4

SERVICE PUBLICS D'ELECTRICITE

PRODUCTION ET CAPACITE INSTALLEE PAR PROVINCE

1982

PROVINCE OU TERRITOIRE	PRODUCTION(GWH)						CAPACITE (MW)		
	VAPEUR			COMB INT	TURBINE A	TOTAL	PLUSIEURS COMBUSTIBLES	EN SEUL COMBUSTIBLE	TOTAL
	PETROLE	GAZ	CHARBON		GAZ				
TERRE-NEUVE	1115.5	0.0	0.0	89.9	8.1	1213.5	0.0	728.1	728.1
ILE-DU-PR.-EDOUARD	34.1	0.0	0.0	0.3	0.2	34.5	0.0	118.2	118.2
NOUVELLE-ECOSSE	2158.7	0.0	3133.4	0.0	1.1	5293.2	0.0	1422.5	1422.5
NOUVEAU-BRUNSWICK	3690.7	0.0	1288.7	0.1	0.0	4979.5	200.0	1559.1	1759.1
QUEBEC	-18.6	0.0	0.0	167.3	-4.2	144.6	0.0	1054.2	1054.2
ONTARIO	389.2	31.0	34374.6	1.8	14.3	34750.9	1200.0	11556.7	12756.7
MANITOBA	0.5	0.4	177.9	47.4	0.0	226.3	0.0	469.6	469.6
SASKATCHEWAN	21.1	417.6	6657.9	9.4	61.0	7167.0	0.0	1691.1	1691.1
ALBERTA	5.2	1935.6	20398.5	36.6	534.5	22910.5	0.0	5370.3	5370.3
COLOMBIE-BRITANNIQUE	0.0	20.5	0.0	149.5	-23.9	146.2	0.0	1330.0	1330.0
YUKON	0.0	0.0	0.0	72.1	0.0	72.1	0.0	36.2	36.2
TERR. DU NORD-OUEST	0.0	0.0	0.0	188.5	0.0	188.5	0.0	112.9	112.9
CANADA	7336.6	2405.1	66031.0	762.9	591.2	77126.7	1400.0	25449.1	26849.1

NOTA:

1. LES CHIFFRES RELATIFS A LA PRODUCTION COMBINENT LES STATISTIQUES DES CENTRALES ALIMENTEES AUX COMBUSTIBLES FOSSILES, SOIT LE TABLEAU 1.4A, UN SEUL COMBUSTIBLE ET 1.4B PLUSIEURS COMBUSTIBLES.

2. LES CHIFFRES RELATIFS A LA CAPACITE SONT TIRES DES TABLEAUX 1.4A ET 1.4B.

TABLEAU 1.4(A)

SERVICE PUBLICS D'ELECTRICITE

GROUPES ALIMENTES AU COMBUSTIBLE FOSSILE

(SAUF LES GROUPES ALIMENTES A PARTIR DE PLUSIEURS COMBUSTIBLES)

1982

PROVINCE OU TERRITOIRE	VAPEUR										TOTAL	
	PETROLE		GAZ		CHARBON		COMBUST.INT.		TURBINE A GAZ			
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH
TERRE-NEUVE	480.0	1115.5	0.0	0.0	0.0	0.0	77.7	89.9	170.4	8.1	728.1	1213.5
ILE-DU-PR.-EDOUARD	70.5	34.1	0.0	0.0	0.0	0.0	6.9	0.3	40.9	0.2	118.2	34.5
NOUVELLE-ECOSSE	580.5	2089.6	0.0	0.0	637.0	3202.5	0.0	0.0	205.0	1.1	1422.5	5293.2
NOUVEAU-BRUNSWICK	1445.9	3674.1	0.0	0.0	85.0	480.9	4.8	0.1	23.4	0.0	1559.1	4155.0
QUEBEC	500.0	-18.6	0.0	0.0	0.0	0.0	91.3	167.3	362.9	-4.2	1054.2	144.6
ONTARIO	2295.0	179.2	0.0	0.0	8914.0	34109.9	10.0	1.8	337.7	14.3	11556.7	34305.1
MANITOBA	0.0	0.0	0.0	0.0	419.0	178.8	26.8	47.4	23.8	0.0	469.6	226.3
SASKATCHEWAN	0.0	0.0	346.0	404.8	1233.5	6691.8	7.7	9.4	103.9	61.0	1691.1	7167.0
ALBERTA	345.0	0.3	1058.0	1769.2	3673.0	20569.8	34.6	36.6	259.7	534.5	5370.3	22910.5
COLOMBIE-BRITANNIQUE	0.0	0.0	912.5	20.5	0.0	0.0	96.3	149.5	321.2	-23.9	1330.0	146.2
YUKON	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	36.2	72.1	0.0	0.0	36.2	72.1
TERR. DU NORD-OUEST	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	112.9	188.5	0.0	0.0	112.9	188.5
CANADA	5816.9	7074.2	2316.5	2194.5	14961.5	65233.7	505.3	762.9	1848.8	591.2	25449.1	75856.5

NOTA: 1. POUR UNE AUTRE VENTILATION DES GROUPES ALIMENTES AU CHARBON ET AU PETROLE, VOIR TABLEAU 1.7.

2. POUR UN APERCU GLOBAL DE LA SITUATION CANADIENNE, VOIR TABLEAU 1.4(A) 1.4(B).

TABLEAU 1.4(B)

SERVICE PUBLICS D'ELECTRICITE

PRODUCTION ET CAPACITE INSTALLEE PAR PROVINCE

GROUP ALIMENTEES PAR PLUSIEURS COMBUSTIBILES FOSSILES SEULEMENT

1982

PROVINCE OU TERRITOIRE	CAPACITE INSTALLEE(MW)	ENERGIE PRODUITE (GWH) CHARBON	PETROLE	GAS	TOTAL
TERRE-NEUVE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ILE-DU-PR.-EDOUARD	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NOUVELLE-ECOSSE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NOUVEAU-BRUNSWICK	200.0	809.2	15.3	0.0	824.5
QUEBEC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ONTARIO	1200.0	412.9	1.8	31.0	445.7
MANITOBA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SASKATCHEWAN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ALBERTA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
COLOMBIE-BRITANNIQUE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
YUKON	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TERR. DU NORD-OUEST	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CANADA	1400.0	1222.1	17.1	31.0	1270.2

NOTA: 1. POUR UNE AUTRE VENTILATION DES GROUPES ALIMENTES AU CHARBON ET AU PETROLE, VOIR TABLEAU 1.7

2. POUR UN APERCU GLOBAL DE LA SITUATION CANADIENNE, VOIR TABLEAU 1.4(A) 1.4(B).

TABLEAU 1.5

SERVICE PUBLICS D'ELECTRICITE

PRODUCTION ET CAPACITE INSTALLEE PAR PROVINCE

POURCENTAGE DES RESULTATS CANADIENS

1982

PROVINCE OU TERRITOIRE	PRODUCTION (GWH)						CAPACITE (MW)		
	VAPEUR			COMB INT	TURBINE A GAZ	TOTAL	PLUSIEURS COMBUSTIBLES	EN SEUL COMBUSTIBLE	TOTAL
	PETROLE	GAZ	CHARBON						
TERRE-NEUVE	15.2	0.0	0.0	11.8	1.4	1.6	0.0	2.9	2.7
ILE-DU-PR.-EDOUARD	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	0.4
NOUVELLE-ECOSSE	29.4	0.0	4.7	0.0	0.2	6.9	0.0	5.6	5.3
NOUVEAU-BRUNSWICK	50.3	0.0	2.0	0.0	0.0	6.5	14.3	6.1	6.6
QUEBEC	-0.3	0.0	0.0	21.9	-0.7	0.2	0.0	4.1	3.9
ONTARIO	4.5	1.3	52.1	0.2	2.4	45.1	85.7	45.4	47.5
MANITOBA	0.0	0.0	0.3	6.2	0.0	0.3	0.0	1.8	1.7
SASKATCHEWAN	0.3	17.4	10.1	1.2	10.3	9.3	0.0	6.6	6.3
ALBERTA	0.1	80.5	30.9	4.8	90.4	29.7	0.0	21.1	20.0
COLOMBIE-BRITANNIQUE	0.0	0.9	0.0	19.6	-4.0	0.2	0.0	5.2	5.0
YUKON	0.0	0.0	0.0	9.4	0.0	0.1	0.0	0.1	0.1
TERR. DU NORD-OUEST	0.0	0.0	0.0	24.7	0.0	0.2	0.0	0.4	0.4
CANADA	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

NOTA:

1. LES CHIFFRES RELATIFS A LA PRODUCTION COMBINENT LES STATISTIQUES DES CENTRALES ALIMENTEES AUX COMBUSTIBLES FOSSILES, SOIT LE TABLEAU 1.4A, UN SEUL COMBUSTIBLE ET 1.4B PLUSIEURS COMBUSTIBLES.

2. LES CHIFFRES RELATIFS A LA CAPACITE SONT TIRES DES TABLEAUX 1.4A ET 1.4B.

TABLEAU 1.6

SERVICE PUBLICS D'ÉLECTRICITE

PRODUCTION ET CAPACITE INSTALLEE PAR PROVINCE

POURCENTAGE DES RESULTATS PROVINCIAUX

1982

PROVINCE OU TERRITOIRE	PRODUCTION (GWH)						CAPACITE (MW)		
	VAPEUR			COMB INT	TURBINE A GAZ	TOTAL	PLUSIEURS COMBUSTIBLES	EN SEUL COMBUSTIBLE	TOTAL
	PETROLE	GAZ	CHARBON						
TERRE-NEUVE	91.9	0.0	0.0	7.4	0.7	100.0	0.0	100.0	100.0
ILE-DU-PR.-EDOUARD	98.7	0.0	0.0	0.7	0.6	100.0	0.0	100.0	100.0
NOUVELLE-ECOSSE	40.8	0.0	59.2	0.0	0.0	100.0	0.0	100.0	100.0
NOUVEAU-BRUNSWICK	74.1	0.0	25.9	0.0	0.0	100.0	11.4	88.6	100.0
QUEBEC	-12.8	0.0	0.0	115.7	-2.9	100.0	0.0	100.0	100.0
ONTARIO	0.9	0.1	98.9	0.0	0.0	100.0	9.4	90.6	100.0
MANITOBA	0.2	0.2	78.6	21.0	0.0	100.0	0.0	100.0	100.0
SASKATCHEWAN	0.3	5.8	92.9	0.1	0.9	100.0	0.0	100.0	100.0
ALBERTA	0.0	8.4	89.0	0.2	2.3	100.0	0.0	100.0	100.0
COLOMBIE-BRITANNIQUE	0.0	14.0	0.0	102.3	-16.3	100.0	0.0	100.0	100.0
YUKON	0.0	0.0	0.0	100.0	0.0	100.0	0.0	100.0	100.0
TERR. DU NORD-OUEST	0.0	0.0	0.0	100.0	0.0	100.0	0.0	100.0	100.0
CANADA	9.5	3.1	85.6	1.0	0.8	100.0	5.2	94.8	100.0

NOTA:

1. LES CHIFFRES RELATIFS A LA PRODUCTION COMBINENT LES STATISTIQUES DES CENTRALES ALIMENTEES AUX COMBUSTIBLES FOSSILES, SOIT LE TABLEAU 1.4A, UN SEUL COMBUSTIBLE ET 1.4B PLUSIEURS COMBUSTIBLES.

2. LES CHIFFRES RELATIFS A LA CAPACITE SONT TIRES DES TABLEAUX 1.4A ET 1.4B.

TABLEAU 1.7

SERVICE PUBLICS D'ELECTRICITE

PRODUCTION DES PROVINCES PAR TYPE DE CHARBON ET DE PETROLE (GWH)

1982

PROVINCE OU TERRITOIRE	CHARBON					PETROLE			
	GRAS		FLAMBANT SEC	LIGNITE	TOTAL CHARBON	LEGER	LOURD	GAS-OIL	TOTAL PETROLE
	CANADIEN	IMPORTE							
TERRE-NEUVE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.9	1114.0	91.7	1213.5
ILE-DU-PRINCE-EDOUAR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	34.2	0.4	34.5
NOUVELLE-ECOSSE	3133.4	0.0	0.0	0.0	3133.4	9.8	2148.9	1.1	2159.8
NOUVEAU-BRUNSWICK	1288.7	0.0	0.0	0.0	1288.7	18.1	3672.5	0.1	3690.8
QUEBEC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	74.0	13.4	57.2	144.6
ONTARIO	5378.3	28036.1	0.0	960.2	34374.6	167.0	176.9	0.3	344.2
MANITOBA	0.0	0.0	0.0	177.9	177.9	0.5	0.0	47.4	48.0
SASKATCHEWAN	0.0	0.0	48.4	6609.5	6657.9	19.6	1.5	9.4	30.6
ALBERTA	496.9	0.0	19901.5	0.0	20398.5	0.3	0.0	13.6	13.9
COLOMBIE-BRITANNIQUE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-2.0	0.0	93.3	91.4
YUKON	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	72.1	72.1
TERR. DU NORD-OUEST	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	21.0	167.5	188.5
CANADA	10297.3	28036.1	19949.9	7747.7	66031.0	295.3	7182.3	554.2	8031.8

TABLEAU 1.8

SERVICE PUBLICS D'ELECTRICITE

DONNEES SUR LA PRODUCTION AU CANADA

1982

COMBUSTIBLE	QUANTITE UTILISEE (1)	VALEUR CALORIFIQUE (2)	COUT $('000)	% DU COUT TOTAL EN COMBUSTIBLE	PRODUCTION GWH	% DE LA PRODUCTION TOTALE	COUT/ QUANTITE (3)	COUT $/GJ	MILLS/ KWH
CHARBON									
-GRAS	13943.1	28089.5	853520.9	53.7	38333.4	11.3	61.215	2.18	22.27
-FLAMBANT SEC	12672.1	17987.1	107588.1	6.8	19949.9	5.9	8.490	0.47	5.39
-LIGNITE	6769.7	14363.6	72821.8	4.6	7747.7	2.3	10.757	0.75	9.40
-TOTAL	33384.8	21471.5	1033930.8	65.0	66031.0	19.5	30.970	1.44	15.66
PETROLE									
-LEGER	90170.0	38202.3	20458.2	1.3	295.3	0.1	226.885	5.94	69.27
-LOURD	1852278.0	41652.0	278218.0	17.5	7182.3	2.1	150.203	3.61	38.74
-GAS-OIL	191926.0	37803.3	61799.1	3.9	554.2	0.2	321.994	8.52	111.52
-TOTAL	2134374.0	41160.2	360475.4	22.7	8031.8	2.4	168.890	4.10	44.88
GAZ	1095.4	38121.6	92403.2	5.8	3063.9	0.9	84.357	2.21	30.16
URANIUM	637403.0	703314.1	103908.3	6.5	36153.5	10.7	163.018	0.23	2.87
HYDROELECTRICITE					226049.8	66.6			
TOTAL			1550717.6	100.0	339330.0	100.0			4.69

NOTA:(1) LA QUANTITE UTILISEE EST MESUREE EN MILLIERS DE TONNES(CHARBON), KILOLITRES(PETROLE), MILLIONS METRES CUBES(GAZ) ET KILOGRAMMES(URANIUM CONTENU)

(2) LE CONTENU MOYEN EN VALEUR CALORIFIQUE EST MESUREE EN KILOJOULES/KILOGRAM(CHARBON), KILOJOULES/LITRE (PETROLE) KILOJOULES/METRES CUBES(GAZ) ET KILOJOULES/GRAM (URANIUM CONTENU)

(3) LA QUANTITE PAR GROUPE EST EN TONNE (CHARBON), KILOLITRES (PETROLE), MILLIERS DE METRES CUBES (GAZ) ET KILOGRAMMES (URANIUM CONTENU).

TABLEAU 2.1

SERVICE PUBLICS D'ELECTRICITE

DONNEES SUR LA PRODUCTION -- TERRE-NEUVE

1982

COMBUSTIBLE	QUANTITE UTILISEE (1)	VALEUR CALORIFIQUE (2)	COUT $('000)	% DU COUT TOTAL EN COMBUSTIBLE	PRODUCTION GWH	% DE LA PRODUCTION TOTALE	COUT/ QUANTITE (3)	COUT $/GJ	MILLS/ KWH
CHARBON									
-GRAS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-FLAMBANT SEC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-LIGNITE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-TOTAL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PETROLE									
-LEGER	3183.0	37581.0	749.5	1.4	7.9	0.0	235.491	6.27	95.31
-LOURD	294430.0	41788.4	40288.9	77.6	1114.0	2.5	136.837	3.27	36.17
-GAS-OIL	38765.0	38453.2	10888.5	21.0	91.7	0.2	280.885	7.30	118.74
-TOTAL	336378.0	41364.2	51926.9	100.0	1213.5	2.8	154.371	3.73	42.79
GAZ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
URANIUM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HYDROELECTRICITE					42664.3	97.2			
TOTAL			51926.9	100.0	43877.8	100.0			1.18

NOTA:(1) LA QUANTITE UTILISEE EST MESUREE EN MILLIERS DE TONNES(CHARBON), KILOLITRES(PETROLE), MILLIONS METRES CUBES(GAZ) ET KILOGRAMMES(URANIUM CONTENU)

(2) LE CONTENU MOYEN EN VALEUR CALORIFIQUE EST MESUREE EN KILOJOULES/KILOGRAM(CHARBON), KILOJOULES/LITRE (PETROLE) KILOJOULES/METRES CUBES(GAZ) ET KILOJOULES/GRAM (URANIUM CONTENU)

(3) LA QUANTITE PAR GROUPE EST EN TONNE (CHARBON), KILOLITRES (PETROLE), MILLIERS DE METRES CUBES (GAZ) ET KILOGRAMMES (URANIUM CONTENU).

TABLEAU 2.2

SERVICE PUBLICS D'ELECTRICITE

DONNEES SUR LA PRODUCTION -- ILE-DU-PRINCE-EDOUARD

1982

COMBUSTIBLE	QUANTITE UTILISEE (1)	VALEUR CALORIFIQUE (2)	COUT $('000)	% DU COUT TOTAL EN COMBUSTIBLE	PRODUCTION GWH	% DE LA PRODUCTION TOTALE	COUT/ QUANTITE (3)	COUT $/GJ	MILLS/ KWH
CHARBON									
-GRAS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-FLAMBANT SEC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-LIGNITE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-TOTAL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PETROLE									
-LEGER	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-LOURD	18671.0	41847.6	3062.9	97.0	34.2	99.0	164.044	3.92	89.68
-GAS-OIL	454.0	36000.0	96.0	3.0	0.4	1.0	211.394	5.87	267.33
-TOTAL	19125.0	41708.8	3158.8	100.0	34.5	100.0	165.168	3.96	91.53
GAZ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
URANIUM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HYDROELECTRICITE					0.0	0.0			
TOTAL			3158.8	100.0	34.5	100.0			91.53

NOTA: (1) LA QUANTITE UTILISEE EST MESUREE EN MILLIERS DE TONNES(CHARBON), KILOLITRES(PETROLE), MILLIONS METRES CUBES(GAZ) ET KILOGRAMMES(URANIUM CONTENU)

(2) LE CONTENU MOYEN EN VALEUR CALORIFIQUE EST MESUREE EN KILOJOULES/KILOGRAM(CHARBON), KILOJOULES/LITRE (PETROLE) KILOJOULES/METRES CUBES(GAZ) ET KILOJOULES/GRAM (URANIUM CONTENU)

(3) LA QUANTITE PAR GROUPE EST EN TONNE (CHARBON), KILOLITRES (PETROLE), MILLIERS DE METRES CUBES (GAZ) ET KILOGRAMMES (URANIUM CONTENU).

TABLEAU 2.3

SERVICE PUBLICS D'ELECTRICITE

DONNEES SUR LA PRODUCTION -- NOUVELLE-ECOSSE

1982

COMBUSTIBLE	QUANTITE UTILISEE (1)	VALEUR CALORIFIQUE (2)	COUT $('000)	% DU COUT TOTAL EN COMBUSTIBLE	PRODUCTION GWH	% DE LA PRODUCTION TOTALE	COUT/ QUANTITE (3)	COUT $/GJ	MILLS/ KWH
CHARBON									
-GRAS	1300.2	26464.2	55651.4	41.2	3133.4	49.8	42.802	1.62	17.76
-FLAMBANT SEC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-LIGNITE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-TOTAL	1300.2	26464.2	55651.4	41.2	3133.4	49.8	42.802	1.62	17.76
PETROLE									
-LEGER	2923.0	37581.7	498.9	0.4	9.8	0.2	170.664	4.54	50.83
-LOURD	489960.0	42035.4	78613.9	58.3	2148.9	34.1	160.450	3.82	36.58
-GAS-OIL	1093.0	37581.1	148.9	0.1	1.1	0.0	136.272	3.63	130.88
-TOTAL	493976.0	41999.2	79261.7	58.8	2159.8	34.3	160.457	3.82	36.70
GAZ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
URANIUM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HYDROELECTRICITE					1004.0	15.9			
TOTAL			134913.1	100.0	6297.2	100.0			21.42

NOTA: (1) LA QUANTITE UTILISEE EST MESUREE EN MILLIERS DE TONNES(CHARBON), KILOLITRES(PETROLE), MILLIONS METRES CUBES(GAZ) ET KILOGRAMMES(URANIUM CONTENU)

(2) LE CONTENU MOYEN EN VALEUR CALORIFIQUE EST MESUREE EN KILOJOULES/KILOGRAM(CHARBON), KILOJOULES/LITRE (PETROLE) KILOJOULES/METRES CUBES(GAZ) ET KILOJOULES/GRAM (URANIUM CONTENU)

(3) LA QUANTITE PAR GROUPE EST EN TONNE (CHARBON), KILOLITRES (PETROLE), MILLIERS DE METRES CUBES (GAZ) ET KILOGRAMMES (URANIUM CONTENU).

TABLEAU 2.4

SERVICE PUBLICS D'ELECTRICITE

DONNEES SUR LA PRODUCTION -- NOUVEAU-BRUNSWICK

1982

COMBUSTIBLE	QUANTITE UTILISEE (1)	VALEUR CALORIFIQUE (2)	COUT $('000)	% DU COUT TOTAL EN COMBUSTIBLE	PRODUCTION GWH	% DE LA PRODUCTION TOTALE	COUT/ QUANTITE (3)	COUT $/GJ	MILLS/ KWH
CHARBON									
-GRAS	547.6	26900.6	30522.7	17.1	1288.7	16.5	55.735	2.07	23.68
-FLAMBANT SEC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-LIGNITE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-TOTAL	547.6	26900.6	30522.7	17.1	1288.7	16.5	55.735	2.07	23.68
PETROLE									
-LEGER	5543.0	38741.0	1323.0	0.7	18.1	0.2	238.687	6.16	72.91
-LOURD	960131.0	41454.7	146029.0	81.8	3672.5	47.0	152.093	3.67	39.76
-GAS-OIL	120.0	39145.1	22.5	0.0	0.1	0.0	187.667	4.79	242.15
-TOTAL	965794.0	41438.8	147374.5	82.6	3690.8	47.3	152.594	3.68	39.93
GAZ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
URANIUM	4803.0	566145.0	582.7	0.3	254.1	3.3	121.316	0.21	2.29
HYDROELECTRICITE					2575.7	33.0			
TOTAL			178480.0	100.0	7809.4	100.0			22.85

NOTA: (1) LA QUANTITE UTILISEE EST MESUREE EN MILLIERS DE TONNES(CHARBON), KILOLITRES(PETROLE), MILLIONS METRES CUBES(GAZ) ET KILOGRAMMES(URANIUM CONTENU)

(2) LE CONTENU MOYEN EN VALEUR CALORIFIQUE EST MESUREE EN KILOJOULES/KILOGRAM(CHARBON), KILOJOULES/LITRE (PETROLE) KILOJOULES/METRES CUBES(GAZ) ET KILOJOULES/GRAM (URANIUM CONTENU)

(3) LA QUANTITE PAR GROUPE EST EN TONNE (CHARBON), KILOLITRES (PETROLE), MILLIERS DE METRES CUBES (GAZ) ET KILOGRAMMES (URANIUM CONTENU).

TABLEAU 2.5

SERVICE PUBLICS D'ELECTRICITE

DONNEES SUR LA PRODUCTION -- QUEBEC

1982

COMBUSTIBLE	QUANTITE UTILISEE (1)	VALEUR CALORIFIQUE (2)	COUT $('000)	% DU COUT TOTAL EN COMBUSTIBLE	PRODUCTION GWH	% DE LA PRODUCTION TOTALE	COUT/ QUANTITE (3)	COUT $/GJ	MILLS/ KWH
CHARBON									
-GRAS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-FLAMBANT SEC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-LIGNITE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-TOTAL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PETROLE									
-LEGER	21978.0	37948.3	6166.8	36.8	74.0	0.1	280.590	7.39	83.35
-LOURD	27086.0	41472.6	2875.2	17.2	13.4	0.0	106.152	2.56	214.15
-GAS-OIL	19704.0	37119.9	7693.9	46.0	57.2	0.1	390.472	10.52	134.59
-TOTAL	68768.0	39099.1	16735.9	100.0	144.6	0.2	243.367	6.22	115.75
GAZ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
URANIUM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HYDROELECTRICITE					82520.7	99.8			
TOTAL			16735.9	100.0	82665.3	100.0			0.20

NOTA:(1) LA QUANTITE UTILISEE EST MESUREE EN MILLIERS DE TONNES(CHARBON), KILOLITRES(PETROLE), MILLIONS METRES CUBES(GAZ) ET KILOGRAMMES(URANIUM CONTENU)

(2) LE CONTENU MOYEN EN VALEUR CALORIFIQUE EST MESUREE EN KILOJOULES/KILOGRAM(CHARBON), KILOJOULES/LITRE (PETROLE) KILOJOULES/METRES CUBES(GAZ) ET KILOJOULES/GRAM (URANIUM CONTENU)

(3) LA QUANTITE PAR GROUPE EST EN TONNE (CHARBON), KILOLITRES (PETROLE), MILLIERS DE METRES CUBES (GAZ) ET KILOGRAMMES (URANIUM CONTENU).

TABLEAU 2.6

SERVICE PUBLICS D'ELECTRICITE

DONNEES SUR LA PRODUCTION -- ONTARIO

1982

COMBUSTIBLE	QUANTITE UTILISEE (1)	VALEUR CALORIFIQUE (2)	COUT $('000)	% DU COUT TOTAL EN COMBUSTIBLE	PRODUCTION GWH	% DE LA PRODUCTION TOTALE	COUT/ QUANTITE (3)	COUT $/GJ	MILLS/ KWH
CHARBON									
-GRAS	11569.3	28925.9	765428.7	83.9	33414.3	31.4	66.160	2.29	22.91
-FLAMBANT SEC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-LIGNITE	720.1	15415.0	25450.0	2.8	960.2	0.9	35.341	2.29	26.50
-TOTAL	12289.4	28134.2	790878.7	86.7	34374.6	32.3	64.355	2.29	23.01
PETROLE									
-LEGER	50286.0	38176.0	9993.9	1.1	167.0	0.2	198.741	5.21	59.84
-LOURD	55683.0	40969.0	6084.1	0.7	176.9	0.2	109.263	2.67	34.39
-GAS-OIL	92.0	37697.0	39.8	0.0	0.3	0.0	432.924	11.48	128.90
-TOTAL	106061.0	39641.9	16117.8	1.8	344.2	0.3	151.967	3.83	46.83
GAZ	11.8	36825.1	1697.8	0.2	32.1	0.0	143.929	3.91	52.91
URANIUM	632600.0	704355.6	103325.6	11.3	35899.4	33.7	163.335	0.23	2.88
HYDROELECTRICITE					35868.8	33.7			
TOTAL			912019.9	100.0	106519.0	100.0			8.56

NOTA:(1) LA QUANTITE UTILISEE EST MESUREE EN MILLIERS DE TONNES(CHARBON), KILOLITRES(PETROLE), MILLIONS METRES CUBES(GAZ) ET KILOGRAMMES(URANIUM CONTENU)

(2) LE CONTENU MOYEN EN VALEUR CALORIFIQUE EST MESUREE EN KILOJOULES/KILOGRAM(CHARBON), KILOJOULES/LITRE (PETROLE) KILOJOULES/METRES CUBES(GAZ) ET KILOJOULES/GRAM (URANIUM CONTENU)

(3) LA QUANTITE PAR GROUPE EST EN TONNE (CHARBON), KILOLITRES (PETROLE), MILLIERS DE METRES CUBES (GAZ) ET KILOGRAMMES (URANIUM CONTENU).

TABLEAU 2.7

SERVICE PUBLICS D'ELECTRICITE

DONNEES SUR LA PRODUCTION -- MANITOBA

1982

COMBUSTIBLE	QUANTITE UTILISEE (1)	VALEUR CALORIFIQUE (2)	COUT $('000)	% DU COUT TOTAL EN COMBUSTIBLE	PRODUCTION GWH	% DE LA PRODUCTION TOTALE	COUT/ QUANTITE (3)	COUT $/GJ	MILLS/ KWH
CHARBON									
-GRAS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-FLAMBANT SEC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-LIGNITE	182.4	16214.2	3497.7	42.3	177.9	0.9	19.173	1.18	19.66
-TOTAL	182.4	16214.2	3497.7	42.3	177.9	0.9	19.173	1.18	19.66
PETROLE									
-LEGER	282.0	37908.4	73.3	0.9	0.5	0.0	260.009	6.86	138.13
-LOURD	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-GAS-OIL	16121.0	38288.2	4686.3	56.6	47.4	0.2	290.697	7.59	98.78
-TOTAL	16403.0	38281.7	4759.7	57.5	48.0	0.2	290.171	7.58	99.21
GAZ	0.2	37223.0	18.2	0.2	0.4	0.0	108.137	2.91	45.65
URANIUM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HYDROELECTRICITE					20495.1	98.9			
TOTAL			8275.5	100.0	20721.4	100.0			0.40

NOTA:(1) LA QUANTITE UTILISEE EST MESUREE EN MILLIERS DE TONNES(CHARBON), KILOLITRES(PETROLE), MILLIONS METRES CUBES(GAZ) ET KILOGRAMMES(URANIUM CONTENU)

(2) LE CONTENU MOYEN EN VALEUR CALORIFIQUE EST MESUREE EN KILOJOULES/KILOGRAM(CHARBON), KILOJOULES/LITRE (PETROLE) KILOJOULES/METRES CUBES(GAZ) ET KILOJOULES/GRAM (URANIUM CONTENU)

(3) LA QUANTITE PAR GROUPE EST EN TONNE (CHARBON), KILOLITRES (PETROLE), MILLIERS DE METRES CUBES (GAZ) ET KILOGRAMMES (URANIUM CONTENU).

TABLEAU 2.8

SERVICE PUBLICS D'ELECTRICITE

DONNEES SUR LA PRODUCTION -- SASKATCHEWAN

1982

COMBUSTIBLE	QUANTITE UTILISEE (1)	VALEUR CALORIFIQUE (2)	COUT $('000)	% DU COUT TOTAL EN COMBUSTIBLE	PRODUCTION GWH	% DE LA PRODUCTION TOTALE	COUT/ QUANTITE (3)	COUT $/GJ	MILLS/ KWH
CHARBON									
-GRAS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-FLAMBANT SEC	40.4	18135.0	1248.3	1.8	48.4	0.5	30.927	1.71	25.80
-LIGNITE	5867.1	14177.0	43874.2	62.4	6609.5	70.0	7.478	0.53	6.64
-TOTAL	5907.5	14204.0	45122.5	64.2	6657.9	70.5	7.638	0.54	6.78
PETROLE									
-LEGER	5854.0	39440.0	1636.7	2.3	19.6	0.2	279.591	7.09	83.35
-LOURD	541.0	41760.0	27.2	0.0	1.5	0.0	50.235	1.20	18.54
-GAS-OIL	3727.0	38277.0	1213.1	1.7	9.4	0.1	325.496	8.50	128.39
-TOTAL	10122.0	39135.8	2877.0	4.1	30.6	0.3	284.235	7.26	94.17
GAZ	195.4	36774.6	22304.0	31.7	478.6	5.1	114.142	3.10	46.61
URANIUM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HYDROELECTRICITE					2279.7	24.1			
TOTAL			70303.5	100.0	9446.7	100.0			7.44

NOTA:(1) LA QUANTITE UTILISEE EST MESUREE EN MILLIERS DE TONNES(CHARBON), KILOLITRES(PETROLE), MILLIONS METRES CUBES(GAZ) ET KILOGRAMMES(URANIUM CONTENU)

(2) LE CONTENU MOYEN EN VALEUR CALORIFIQUE EST MESUREE EN KILOJOULES/KILOGRAM(CHARBON), KILOJOULES/LITRE (PETROLE) KILOJOULES/METRES CUBES(GAZ) ET KILOJOULES/GRAM (URANIUM CONTENU)

(3) LA QUANTITE PAR GROUPE EST EN TONNE (CHARBON), KILOLITRES (PETROLE), MILLIERS DE METRES CUBES (GAZ) ET KILOGRAMMES (URANIUM CONTENU).

TABLEAU 2.9

SERVICE PUBLICS D'ELECTRICITE

DONNEES SUR LA PRODUCTION -- ALBERTA

1982

COMBUSTIBLE	QUANTITE UTILISEE (1)	VALEUR CALORIFIQUE (2)	COUT $('000)	% DU COUT TOTAL EN COMBUSTIBLE	PRODUCTION GWH	% DE LA PRODUCTION TOTALE	COUT/ QUANTITE (3)	COUT $/GJ	MILLS/ KWH
CHARBON									
-GRAS	526.0	14946.0	1918.0	1.1	496.9	2.0	3.647	0.24	3.86
-FLAMBANT SEC	12631.7	17986.6	106339.8	60.7	19901.5	81.2	8.418	0.47	5.34
-LIGNITE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-TOTAL	13157.6	17865.1	108257.7	61.8	20398.5	83.3	8.228	0.46	5.31
PETROLE									
-LEGER	109.0	43330.0	13.9	0.0	0.3	0.0	127.431	2.94	42.48
-LOURD	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-GAS-OIL	5769.0	37833.4	1599.7	0.9	13.6	0.1	277.297	7.33	118.04
-TOTAL	5878.0	37935.3	1613.6	0.9	13.9	0.1	274.518	7.24	116.25
GAZ	860.9	38445.9	65427.9	37.3	2498.1	10.2	75.999	1.98	26.19
URANIUM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HYDROELECTRICITE					1590.4	6.5			
TOTAL			175299.3	100.0	24500.9	100.0			7.15

NOTA:(1) LA QUANTITE UTILISEE EST MESUREE EN MILLIERS DE TONNES(CHARBON), KILOLITRES(PETROLE), MILLIONS METRES CUBES(GAZ) ET KILOGRAMMES(URANIUM CONTENU)

(2) LE CONTENU MOYEN EN VALEUR CALORIFIQUE EST MESUREE EN KILOJOULES/KILOGRAM(CHARBON), KILOJOULES/LITRE (PETROLE) KILOJOULES/METRES CUBES(GAZ) ET KILOJOULES/GRAM (URANIUM CONTENU)

(3) LA QUANTITE PAR GROUPE EST EN TONNE (CHARBON), KILOLITRES (PETROLE), MILLIERS DE METRES CUBES (GAZ) ET KILOGRAMMES (URANIUM CONTENU).

TABLEAU 2.10

SERVICE PUBLICS D'ELECTRICITE

DONNEES SUR LA PRODUCTION -- COLOMBIE-BRITANNIQUE

1982

COMBUSTIBLE	QUANTITE UTILISEE (1)	VALEUR CALORIFIQUE (2)	COUT $('000)	% DU COUT TOTAL EN COMBUSTIBLE	PRODUCTION GWH	% DE LA PRODUCTION TOTALE	COUT/ QUANTITE (3)	COUT $/GJ	MILLS/ KWH
CHARBON									
-GRAS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-FLAMBANT SEC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-LIGNITE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-TOTAL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PETROLE									
-LEGER	12.0	37500.0	2.2	0.0	-2.0	-0.0	181.667	4.84	*******
-LOURD	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-GAS-OIL	30315.0	36126.9	10242.0	77.6	93.3	0.3	337.852	9.35	109.73
-TOTAL	30327.0	36127.4	10244.2	77.6	91.4	0.2	337.790	9.35	112.12
GAZ	27.1	38102.1	2955.3	22.4	54.8	0.1	109.009	2.86	53.93
URANIUM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HYDROELECTRICITE					36526.5	99.6			
TOTAL			13199.5	100.0	36672.7	100.0			0.36

NOTA:(1) LA QUANTITE UTILISEE EST MESUREE EN MILLIERS DE TONNES(CHARBON), KILOLITRES(PETROLE), MILLIONS METRES CUBES(GAZ) ET KILOGRAMMES(URANIUM CONTENU)

(2) LE CONTENU MOYEN EN VALEUR CALORIFIQUE EST MESUREE EN KILOJOULES/KILOGRAM(CHARBON), KILOJOULES/LITRE (PETROLE) KILOJOULES/METRES CUBES(GAZ) ET KILOJOULES/GRAM (URANIUM CONTENU)

(3) LA QUANTITE PAR GROUPE EST EN TONNE (CHARBON), KILOLITRES (PETROLE), MILLIERS DE METRES CUBES (GAZ) ET KILOGRAMMES (URANIUM CONTENU).

TABLEAU 2.11

SERVICE PUBLICS D'ELECTRICITE

DONNEES SUR LA PRODUCTION DU YUKON

1982

COMBUSTIBLE	QUANTITE UTILISEE (1)	VALEUR CALORIFIQUE (2)	COUT $('000)	% DU COUT TOTAL EN COMBUSTIBLE	PRODUCTION GWH	% DE LA PRODUCTION TOTALE	COUT/ QUANTITE (3)	COUT $/GJ	MILLS/ KWH
CHARBON									
-GRAS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-FLAMBANT SEC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-LIGNITE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-TOTAL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PETROLE									
-LEGER	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-LOURD	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-GAS-OIL	22679.0	38173.6	7554.2	100.0	72.1	20.9	333.094	8.73	104.79
-TOTAL	22679.0	38173.6	7554.2	100.0	72.1	20.9	333.094	8.73	104.79
GAZ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
URANIUM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HYDROELECTRICITE					272.0	79.1			
TOTAL			7554.2	100.0	344.1	100.0			21.95

NOTA:(1) LA QUANTITE UTILISEE EST MESUREE EN MILLIERS DE TONNES(CHARBON), KILOLITRES(PETROLE), MILLIONS METRES CUBES(GAZ) ET KILOGRAMMES(URANIUM CONTENU)

(2) LE CONTENU MOYEN EN VALEUR CALORIFIQUE EST MESUREE EN KILOJOULES/KILOGRAM(CHARBON), KILOJOULES/LITRE (PETROLE) KILOJOULES/METRES CUBES(GAZ) ET KILOJOULES/GRAM (URANIUM CONTENU)

(3) LA QUANTITE PAR GROUPE EST EN TONNE (CHARBON), KILOLITRES (PETROLE), MILLIERS DE METRES CUBES (GAZ) ET KILOGRAMMES (URANIUM CONTENU).

TABLEAU 2.12

SERVICE PUBLICS D'ELECTRICITE

DONNEES SUR LA PRODUCTION DES TERRITOIRES DU NORD-OUEST

1982

COMBUSTIBLE	QUANTITE UTILISEE (1)	VALEUR CALORIFIQUE (2)	COUT $('000)	% DU COUT TOTAL EN COMBUSTIBLE	PRODUCTION GWH	% DE LA PRODUCTION TOTALE	COUT/ QUANTITE (3)	COUT $/GJ	MILLS/ KWH
CHARBON									
-GRAS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-FLAMBANT SEC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-LIGNITE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-TOTAL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PETROLE									
-LEGER	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-LOURD	5776.0	41757.0	1236.9	6.6	21.0	4.8	214.148	5.13	59.02
-GAS-OIL	53087.0	38214.7	17614.1	93.4	167.5	38.0	331.796	8.68	105.14
-TOTAL	58863.0	38562.3	18851.0	100.0	188.5	42.7	320.252	8.30	100.01
GAZ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
URANIUM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HYDROELECTRICITE					252.6	57.3			
TOTAL			18851.0	100.0	441.1	100.0			42.74

NOTA: (1) LA QUANTITE UTILISEE EST MESUREE EN MILLIERS DE TONNES(CHARBON), KILOLITRES(PETROLE), MILLIONS METRES CUBES(GAZ) ET KILOGRAMMES(URANIUM CONTENU)

(2) LE CONTENU MOYEN EN VALEUR CALORIFIQUE EST MESUREE EN KILOJOULES/KILOGRAM(CHARBON), KILOJOULES/LITRE (PETROLE) KILOJOULES/METRES CUBES(GAZ) ET KILOJOULES/GRAM (URANIUM CONTENU)

(3) LA QUANTITE PAR GROUPE EST EN TONNE (CHARBON), KILOLITRES (PETROLE), MILLIERS DE METRES CUBES (GAZ) ET KILOGRAMMES (URANIUM CONTENU).

TABLEAU 3.1

SERVICE PUBLICS D'ELECTRICITE

CONSOMMATION ET COUT PAR PROVINCE

GRAS

1982

PROVINCE OU TERRITOIRE	QUANTITE TONNES	VALEUR CALORIFIGUE	COUT MILLIERS $	PRODUCTION GWH	********** COUT ********** $/TONNE	$/GJ	MILLS/KWH
TERRE-NEUVE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ILE-DU-PRINCE-EDOUARD	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NOUVELLE-ECOSSE	1300194.0	26464.2	55651.4	3133.4	42.802	1.617	17.76
NOUVEAU-BRUNSWICK	547638.0	26900.6	30522.7	1288.7	55.735	2.072	23.69
QUEBEC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ONTARIO	11569274.0	28925.9	765428.7	33414.3	66.160	2.287	22.91
MANITOBA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SASKATCHEWAN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ALBERTA	525951.0	14946.0	1918.0	496.9	3.647	0.244	3.86
COLOMBIE-BRITANNIQUE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
YUKON	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TERR. DU NORD-OUEST	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CANADA	13943057.0	28089.5	853520.9	38333.4	61.215	2.179	22.27

TABLEAU 3.2

SERVICE PUBLICS D'ELECTRICITE

CONSOMMATION ET COUT PAR PROVINCE

FLAMBANT SEC

1982

PROVINCE OU TERRITOIRE	QUANTITE TONNES	VALEUR CALORIFIGLE	COUT MILLIERS $	PRODUCTION GWH	COUT $/TONNE	COUT $/GJ	COUT MILLS/KWH
TERRE-NEUVE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ILE-DU-PRINCE-EDOUARD	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NOUVELLE-ECOSSE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NOUVEAU-BRUNSWICK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
QUEBEC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ONTARIO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MANITOBA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SASKATCHEWAN	40363.0	18135.0	1248.3	48.4	30.927	1.705	25.80
ALBERTA	12631696.0	17986.6	106339.8	19901.5	8.418	0.468	5.34
COLOMBIE-BRITANNIQUE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
YUKON	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TERR. DU NORD-OUEST	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CANADA	12672059.0	17987.1	107588.1	19949.9	8.490	0.472	5.39

TABLEAU 3.3

SERVICE PUBLICS D'ELECTRICITE

CONSOMMATION ET COUT PAR PROVINCE

LIGNITE

1982

PROVINCE OU TERRITOIRE	QUANTITE TONNES	VALEUR CALORIFIQUE	COUT MILLIERS $	PRODUCTION GWH	COUT $/TONNE	COUT $/GJ	COUT MILLS/KWH
TERRE-NEUVE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ILE-DU-PRINCE-EDOUARD	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NOUVELLE-ECOSSE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NOUVEAU-BRUNSWICK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
QUEBEC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ONTARIO	720129.0	15415.0	25450.0	960.2	35.341	2.293	26.50
MANITOBA	182422.0	16214.2	3497.7	177.9	19.173	1.183	19.66
SASKATCHEWAN	5867113.0	14177.0	43874.2	6609.5	7.478	0.527	6.64
ALBERTA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
COLOMBIE-BRITANNIQUE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
YUKON	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TERR. DU NORD-OUEST	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CANADA	6769664.0	14363.6	72821.8	7747.7	10.757	0.749	9.40

TABLEAU 3.4

SERVICE PUBLICS D'ELECTRICITE
CONSOMMATION ET COUT PAR PROVINCE

LEGER

1982

PROVINCE OU TERRITOIRE	QUANTITE KILOLITRE	VALEUR CALORIFIQUE	COUT MILLIERS $	PRODUCTION GWH	********** COUT ********** $/KILOLITRE	$/GJ	MILLS/KWH
TERRE-NEUVE	3183.0	37581.0	749.5	7.9	235.481	6.266	95.31
ILE-DU-PRINCE-EDOUARD	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NOUVELLE-ECOSSE	2923.0	37581.7	498.9	9.8	170.664	4.541	50.83
NOUVEAU-BRUNSWICK	5543.0	38741.0	1323.0	18.1	238.687	6.161	72.91
QUEBEC	21978.0	37948.3	6166.8	74.0	280.590	7.394	83.35
ONTARIO	50286.0	38176.0	9993.9	167.0	198.741	5.206	59.84
MANITOBA	282.0	37908.4	73.3	0.5	260.099	6.861	138.13
SASKATCHEWAN	5854.0	39440.0	1636.7	19.6	279.591	7.089	83.35
ALBERTA	109.0	43330.0	13.9	0.3	127.431	2.941	42.48
COLOMBIE-BRITANNIQUE	12.0	37500.0	2.2	-2.0	181.667	4.844	******
YUKON	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TERR. DU NORD-OUEST	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CANADA	90170.0	38202.3	20458.2	295.3	226.885	5.939	69.27

TABLEAU 3.5

SERVICE PUBLICS D'ELECTRICITE
CONSOMMATION ET COUT PAR PROVINCE

LOURD

1982

PROVINCE OU TERRITOIRE	QUANTITE KILOLITRE	VALEUR CALORIFIQUE	COUT MILLIERS $	PRODUCTION GWH	COUT $/KILOLITRE	COUT $/GJ	COUT MILLS/KWH
TERRE-NEUVE	294430.0	41788.4	40288.9	1114.0	136.837	3.275	36.17
ILE-DU-PRINCE-EDOUARD	18671.0	41847.6	3062.9	34.2	164.044	3.920	89.68
NOUVELLE-ECOSSE	489960.0	42035.4	78613.9	2148.9	160.450	3.817	36.58
NOUVEAU-BRUNSWICK	960131.0	41454.7	146029.0	3672.5	152.093	3.669	39.76
QUEBEC	27086.0	41472.6	2875.2	13.4	106.152	2.560	214.15
ONTARIO	55683.0	40969.0	6084.1	176.9	109.263	2.667	34.39
MANITOBA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SASKATCHEWAN	541.0	41760.0	27.2	1.5	50.235	1.203	18.54
ALBERTA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
COLOMBIE-BRITANNIQUE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
YUKON	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TERR. DU NORD-OUEST	5776.0	41757.0	1236.9	21.0	214.148	5.128	59.02
CANADA	1852278.0	41652.0	278218.0	7182.3	150.203	3.606	38.74

TABLEAU 3.8

SERVICE PUBLICS D'ELECTRICITE
CONSOMMATION ET COUT PAR PROVINCE

GAS-OIL

1982

PROVINCE OU TERRITOIRE	QUANTITE KILOLITRE	VALEUR CALORIFIQUE	COUT MILLIERS $	PRODUCTION GWH	COUT $/KILOLITRE	COUT $/GJ	COUT MILLS/KWH
TERRE-NEUVE	38765.0	38453.2	10888.5	91.7	280.885	7.305	118.74
ILE-DU-PRINCE-EDOUARD	454.0	36000.0	96.0	0.4	211.394	5.872	267.33
NOUVELLE-ECOSSE	1093.0	37581.1	148.9	1.1	136.272	3.626	130.88
NOUVEAU-BRUNSWICK	120.0	39145.1	22.5	0.1	187.667	4.794	242.15
QUEBEC	19704.0	371[illegible]9.9	7693.9	57.2	390.472	10.519	134.59
ONTARIO	92.0	37697.0	39.8	0.3	432.924	11.484	128.90
MANITOBA	16121.0	38288.2	4686.3	47.4	290.697	7.592	98.78
SASKATCHEWAN	3727.0	38277.0	1213.1	9.4	325.496	8.504	128.39
ALBERTA	5769.0	37833.4	1599.7	13.6	277.297	7.329	118.04
COLOMBIE-BRITANNIQUE	30315.0	36126.9	10242.0	93.3	337.852	9.352	109.73
YUKON	22679.0	38173.6	7554.2	72.1	333.094	8.726	104.79
TERR. DU NORD-OUEST	53087.0	38214.7	17614.1	167.5	331.796	8.682	105.14
CANADA	191926.0	37803.3	61799.1	554.2	321.994	8.518	111.52

TABLEAU 3.7

SERVICE PUBLICS D'ELECTRICITE

CONSOMMATION ET COUT PAR PROVINCE

GAZ

1982

PROVINCE OU TERRITOIRE	QUANTITE MILLIONS DE METRES CUBES	VALEUR KJ/M. CU.	COUT MILLIERS $	PRODUCTION GWH	********** COUT ********** $/THOUS M CU	$/GJ	MILLS/KWH
TERRE-NEUVE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ILE-DU-PRINCE-EDOUARD	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NOUVELLE-ECOSSE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NOUVEAU-BRUNSWICK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
QUEBEC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ONTARIO	11.8	36825.1	1697.8	32.1	143.929	3.908	52.91
MANITOBA	0.2	37223.0	18.2	0.4	108.137	2.905	45.65
SASKATCHEWAN	195.4	36774.6	22304.0	478.6	114.142	3.104	46.61
ALBERTA	860.9	38445.9	65427.9	2498.1	75.999	1.977	26.19
COLOMBIE-BRITANNIQUE	27.1	38102.1	2955.3	54.8	109.009	2.861	53.93
YUKON	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TERR. DU NORD-OUEST	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CANADA	1095.4	38121.6	92403.2	3063.9	84.357	2.213	30.16

TABLEAU 3.8

SERVICE PUBLICS D'ELECTRICITE

CONSOMMATION ET COUT PAR PROVINCE

URANIUM

1982

PROVINCE OU TERRITOIRE	QUANTITE	VALEUR	COUT	PRODUCTION	********** COUT **********		
	KILOGRAMS	KJ/GRAM	MILLIERS $	GWH	$/KG	$/GJ	MILLS/KWH
TERRE-NEUVE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ILE-DU-PRINCE-EDOUARD	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NOUVELLE-ECOSSE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NOUVEAU-BRUNSWICK	4803.0	566145.0	582.7	254.1	121.316	0.214	2.29
QUEBEC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ONTARIO	632600.0	704355.6	103325.6	35899.4	163.335	0.232	2.88
MANITOBA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SASKATCHEWAN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ALBERTA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
COLOMBIE-BRITANNIQUE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
YUKON	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TERR. DU NORD-OUEST	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CANADA	637403.0	703314.1	103908.3	36153.5	163.018	0.232	2.87